

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA GERAÇÃO DE CALOR A PARTIR DE
PLANTAS HELIOTÉRMICAS DE FOCO LINEAR**

Rodrigo Fonseca Araujo Milani Tavares

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de
Pós-graduação em Planejamento Energético,
COPPE, da Universidade Federal do Rio de
Janeiro, como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Doutor em Planejamento
Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Rio de Janeiro

Agosto de 2020

MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA GERAÇÃO DE CALOR A PARTIR DE
PLANTAS HELIOTÉRMICAS DE FOCO LINEAR

Rodrigo Fonseca Araujo Milani Tavares

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Aprovada por: Prof. Alexandre Salem Szklo

Prof. David Alves Castelo Branco

Profa. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Prof. Júlio César Passos

Prof. Pedro Rua Rodriguez Rochedo

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2020

Milani, Rodrigo Fonseca Araujo Tavares

Modelo de Otimização para Geração de Calor a partir de
Plantar Heliotérmicas de Foco Linear / Rodrigo Fonseca
Araujo Milani Tavares – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE,
2020.

XVIII, 185 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Tese (Doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 108-119.

1. Modelo de Otimização Não Linear Misto-Inteiro. 2.
Energia Solar Térmica. 3. Coletor Solar de Foco Linear. I.
Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento
Energético. III. Título.

“Of all writings I love only that which is written with blood.
Write with blood: and you will discover that blood is spirit.”

Friederich Nietzsche – Thus Spoke Zarathustra

“Where they should have been, there is only emptiness”
Åsne Seierstad /Sultan Khan – The Bookseller of Kabul

“It is our choices, Harry, that show what we truly are, far more than
our abilities.”
J.K. Rowling, Harry Potter and the Chamber of Secrets.

“Jon Snow: I don't know how to do that. I thought I did, but... I
failed.

Sir Davos Seaworth: Good. Now go fail again.”

Game of Thrones – Season 6 Episode 3: ‘Oathbreaker’

À Universidade Pública Brasileira.

Maior promovedor de transformação social do país e berço da ciência nacional.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus orientadores, Alexandre e David, não só pela orientação neste trabalho, mas também por terem me guiado ao longo de toda minha caminhada no mundo da energia, desde 2012. Ao professor Alexandre pelo companheirismo, pela generosidade de compartilhar suas opiniões e seu vastíssimo conhecimento sobre os mais variados temas, sempre com a ternura e paciência. Ao professor David por dividir sua habilidade ímpar em analisar dificuldades, sempre propondo a melhor saída, pela amizade e disposição de me escutar e me aconselhar nos momentos em que me senti perdido e ansioso.

Ao CNPq pelo financiamento em forma de bolsa de estudos, sem o qual o doutorado e essa tese não seriam possíveis.

Às pessoas com quem compartilhei minha vida acadêmica e profissional nesses últimos anos, sempre dispostos a ajudar e tornar o ambiente de trabalho mais leve. Aos colegas do laboratório CENERGIA, em especial ao Bruno, Rafael Garaffa, Esperanza e Pedro, pela ajuda nesse trabalho. Aos funcionários do PPE, pela ajuda nos mais diversos assuntos, em especial Paulo, Sandra, Fernando e Queila. Às pessoas com quem trabalhei no projeto da Facto Energy e da FGV Energia. Aos colegas da sala de pesquisadores do PPE, pela convivência diária e momentos de descontração. Aos amigos de Cranfield, especialmente Henry, Pete, Tommy, Matteo e Elisa pela amizade durante minha estada na Inglaterra. Aos alunos que orientei, por me ensinarem mesmo sem saber que o faziam. Aos amigos dos mais variados grupos que sempre me ajudaram a esquecer um pouco a tese nos momentos em que foi necessário, W's, São Vicente, Vancouver, CRJ, Mecânica, Integrais, MetalMat, família Maranhão, Plein! e amigos músicos com quem tive o prazer de “fazer um som” nos mais variados blocos mas em especial aos membros da minhas bandas, Ataque Brasil e Samalandra, assim como os mestres da nave mãe Orquestra Voadora. Aos meus companheiros de casa, João Pedro Pagnoncelli, pela convivência, conversa e companheirismo nos últimos três anos e Rafael Komatsu, amigo da vida inteira (literalmente) que não só compartilhou a casa comigo, mas também me ajudou imensamente neste trabalho, sempre disposto a discutir termodinâmica, energias renováveis e modelagem. Àqueles que sempre estiveram presente para tudo Ziba, Dig, Marcinho, Dedé e Guga (meu irmão australiano).

Aos meus padrinhos e ao Gustavo pelo apoio. Ao Dr. Roberto, por cuidar da minha cabeça. Ao meu pai (*in memorian*), pela generosidade de me deixar cuidar dele durante quatro anos.

Por fim e mais importante, às pessoas que são a base e motivo de tudo. Minha mãe, irmão e Isabella.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc)

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA GERAÇÃO DE CALOR A PARTIR DE
PLANTAS HELIOTÉRMICAS DE FOCO LINEAR**

Rodrigo Milani

Agosto/2020

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castello Branco

Programa: Planejamento Energético

A utilização do calor gerado a partir da irradiação solar no setor industrial apresenta vantagens em relação ao calor gerado a partir de combustíveis fósseis, tais como o aumento da segurança energética, a geração de calor em localidades mais remotas e a mitigação de emissões atmosféricas de impacto local e os gases de efeito estufa. Contudo, estes sistemas ainda são pouco difundidos. Este quadro se verifica, sobretudo, para sistemas baseados em coletores concentradores, capazes de atingir temperatura acima de 150°C. De forma a impulsionar a geração de calor para o setor industrial a partir de coletores concentradores, esta tese desenvolve o MESH – *Model for Evaluation of Solar Heat*, uma ferramenta de otimização capaz de fornecer a configuração, modelo dos componentes e desempenho da planta de coletores concentradores de foco linear de menor custo. O modelo trabalha em resolução horária e utiliza dados de irradiação solar, características dos equipamentos, demanda e custo. Além do desenvolvimento da ferramenta, foram realizadas 36 análises de desempenho e um estudo de caso, variando o recurso solar e a demanda de energia. A partir dos resultados desses testes, é possível apreender os benefícios da ferramenta de otimização, em base horária, que seleciona diferentes opções de componentes planta solar-térmica, possuindo a capacidade de identificar os sistemas mais apropriados segundo os equipamentos disponíveis e os balanços de oferta e demanda de energia em quantidade e qualidade.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

**MODEL FOR HEAT GERENATION THROUGH LINEAR FOCUS SOLAR
THERMAL PLANTS**

Rodrigo Fonseca Araujo Milani Tavares

August/2020

Advisors: Alexandre Salem Szklo
Davis Alves Castelo Branco

Department: Energy Planning

The use of heat generated from solar irradiation in the industrial sector has advantages overheat generated from fossil fuels, such as increasing energy security, supplying heat for more remote locations and avoiding local-impact atmospheric emissions and greenhouse gases. However, these systems are still not widespread. This is especially true for systems based on concentrating collectors, capable of reaching temperatures above 150 °C. In order to boost the development of heat generation for the industrial sector from concentrating collectors, this thesis develops the MESH - Model for Evaluation of Solar Heat, an optimization tool capable of estimating the design, components' selection and plant performance of the least cost linear focus solar heat generation plant. The model works on an hourly basis and uses solar radiation data, equipment characteristics and cost. In addition to the development of the tool, 36 performance analyzes and one case study, based on a real Brazilian industrial facility, were carried out, varying the solar resource and energy demand. From the results of these tests, it was possible to apprehend the benefits of the optimization tool, on an hourly basis, which selects different options of solar-thermal plant components, having the ability to identify the most appropriate systems according to the available equipment and the balance of supply and energy demand in quantity and quality.

ÍNDICE

1	Introdução.....	1
1.1	Objetivos	9
1.2	Organização da Tese	10
2	Contextualização do Problema	11
2.1	Tecnologia heliotérmica aplicada aos processos industriais.....	11
2.1.1	Coletor Solar.....	12
2.1.2	Fluido de trabalho	18
2.1.3	Sistema de armazenamento térmico	19
2.2	Modelos Matemáticos para Tecnologia Heliotérmica	21
3	Metodologia.....	29
3.1	Construção do banco de dados.....	32
3.1.1	System Advisor Model – SAM	32
3.1.2	Fontes de dados da literatura	34
3.2	Modelo de Otimização.....	35
3.2.1	General Algebraic Modelling System – GAMS.....	35
3.2.2	Função objetivo e variáveis binárias	37
3.2.3	Parâmetros e equações dos coletores.....	40
3.2.4	Parâmetros e relações dos fluidos de trabalho.....	47
3.2.5	Balanço de potência (quantidade de energia)	48
3.2.6	Relações de balanço de qualidade da energia.....	50
3.3	Validação do modelo	52
4	Aplicação do Modelo.....	59
4.1	Desempenho do modelo.....	59
4.2	Estudo de caso	64
4.3	Resultados	65

4.3.1	Desempenho do modelo	65
4.3.2	Estudo de caso	95
5	Conclusão	104
	Referências Bibliográficas.....	108
	Anexo I – Gráficos e tabelas das equações de eficiência dos coletores	120
	Anexo II - Gráficos e tabelas das propriedades dos fluidos de trabalho.	147
	Anexo III – Tabelas de resultados das análises de sensibilidade	150

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Índices de irradiação global horizontal no Brasil	1
Figura 2 – Geração mundial de energia elétrica e calor para indústria por fonte em 2017	5
Figura 3 – Geração brasileiro de energia elétrica e calor para indústria por fonte em 2018	6
Figura 4 - Evolução dos preços dos óleos WTI e Brent	7
Figura 5 - Exemplo de demanda para refrigeração e geração solar.....	8
Figura 6 - Diferentes tipos de coletor e suas temperaturas de operação.....	11
Figura 7 - Exemplo de uma planta SHIP.....	12
Figura 8 - Opções tecnológicas de concentração solar e sua classificação	13
Figura 9 - Sistema Coletor de Cilindro Parabólico	14
Figura 10 - Receptor linear evacuado.....	15
Figura 11 - Exemplo do posicionamento dos espelhos do concentrador Fresnel.....	16
Figura 12 - Receptor de Cilindro único de Fresnel	16
Figura 13 - Exemplo do Receptor de Múltiplos Tubos	17
Figura 14 - Exemplo de uma planta SHIP PTC	17
Figura 15 - Formas de armazenamento térmico	19
Figura 16 - Fluxos de energia de uma planta heliotérmica	20
Figura 17 - Sistema de armazenamento em dois tanques	21
Figura 18 - Metodologia para solução de um problema utilizando modelagem matemática	23
Figura 19 - Tipos de ferramenta de simulação de plantas heliotérmicas.....	25
Figura 20 - Exemplo da estrutura de um modelo de otimização que representa um sistema energético.....	28
Figura 21 - Relação entre dados de entrada, equações e dados de saída do MESH.....	30
Figura 22 – Metodologia para introdução das relações representativas das opções tecnológicas no MESH	32
Figura 23 - Gráfico de Energia gerada em função da DNI.....	41
Figura 24 - Exemplo de variabilidade do recurso solar.....	42
Figura 25 - Gráfico de Eficiência por DNI da combinação par ET150-Schott PTR70..	43
Figura 26 - Gráfico de Eficiência por DNI agrupado por faixa do par ET150-Schott PTR70.....	44

Figura 27 - Rodadas de análise do desempenho do modelo.....	60
Figura 28 - Indústrias no Brasil e sua demanda de calor por faixa de temperatura.....	61
Figura 29 - Área de reflexão do campo solar em cada perfil de operação, em diferentes localidades para a energia anual do setor de alimentos e bebidas	68
Figura 30 – Área de reflexão do campo solar em cada perfil de operação, em diferentes localidades para a energia anual do setor de têxtil	69
Figura 31 - área de reflexão do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda para o setor de alimentos e bebidas.....	70
Figura 32 - área de reflexão do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda para o setor têxtil.	70
Figura 33- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda e mesma localidade para o setor de Alimentos e Bebidas.....	72
Figura 34- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda e mesma localidade para o setor Têxtil	73
Figura 35- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para o mesmo perfil de demanda e diferentes localidades no setor de Alimentos e Bebidas.....	73
Figura 36- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para o mesmo perfil de demanda e diferentes localidades no setor Têxtil	74
Figura 37 - Despacho no dia 7 de janeiro em Belém e BJL	77
Figura 38 – Despacho no dia 10 de julho em Belém e BJL	78
Figura 39 - Número de <i>loops</i> para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda no setor de Alimentos e Bebidas	81
Figura 40 - número de <i>loops</i> para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda no setor de Alimentos e Bebidas	81
Figura 41 - Resultados de energia final proveniente do campo solar para o setor de alimentos e bebidas.....	83
Figura 42 - Resultados de energia final proveniente do campo solar para o setor de têxtil	83
Figura 43 - Custo do campo solar para o setor de Alimentos e bebidas.....	85
Figura 44 - Custo do campo solar para o setor de têxtil	86
Figura 45- Custo do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda na indústria de alimentos e bebidas.....	87

Figura 46- Custo do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda na indústria têxtil	87
Figura 47 - Custo HTF agrupados por localidade e diferentes perfis de demanda para o setor de Alimentos e Bebidas	89
Figura 48 - Custo HTF agrupados por localidade e diferentes perfis de demanda para o setor têxtil	90
Figura 49 - Custo por potência para os mesmos perfis de demanda e diferentes localidades para o setor de alimentos e bebidas	91
Figura 50 - Custo por potência para os mesmos perfis de demanda e diferentes localidades para o setor de alimentos e bebidas	92
Figura 51 - Resultado de custo por potência para a mesma localidade do setor de alimentos e bebidas	92
Figura 52 - Resultado de custo por potência para a mesma localidade do setor de têxtil	93
Figura 53 - Despacho do MESH e do SAM no estudo de caso.....	100
Figura 54 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador ET-150	124
Figura 55 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador AT-150.....	125
Figura 56 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador LS2	126
Figura 57 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador LS3	127
Figura 58 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador RP6.....	128
Figura 59 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SGX-1	129
Figura 60 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SkyTrough6.....	130
Figura 61 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SunField6	131
Figura 62 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 5m de largura.....	132
Figura 63 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 10m de largura.....	133
Figura 64 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 15m de largura.....	134
Figura 65 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 20m de largura.....	135
Figura 66 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 25m de largura.....	136
Figura 67 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador ET-150.....	137
Figura 68 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador AT-150	138
Figura 69 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador LS-2	139
Figura 70 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador LS-3	140
Figura 71 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador RP-6.....	141

Figura 72 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador SGX-1.....	142
Figura 73 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador SkyTrough.....	143
Figura 74 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador Sunfield6	144
Figura 75 Ajuste para receptores Fresnel que o R^2 da curva logarítmica foi maior que o R^2 da reta.....	145
Figura 76 - Regressão linear da capacidade térmica e densidade do Therminol VP-1	148
Figura 77 - Regressão linear das propriedades do Solar Salt	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características das quatro opções tecnológicas de concentração solar	14
Tabela 2 - Modelos de SHIP mais utilizados em estudos acadêmicos	26
Tabela 3 - Opções de concentrador PTC disponíveis no SAM v.2020.2.29	34
Tabela 4 -Opções de receptor PTC disponíveis no SAM v.2020.2.29	34
Tabela 5 - Comprimento e área das opções de coletores Fresnel	46
Tabela 6 - Propriedades e coeficientes da regressão dos fluidos de trabalho.....	47
Tabela 7 - Custos utilizados na rodada de validação do modelo.....	52
Tabela 8 - Valores da variável $B_{\text{in,collector}}$ na rodada de teste	53
Tabela 9 - Linhas de tendência dos coletores PTC.....	54
Tabela 10 - Equação das retas de Fresnel.....	55
Tabela 11 - Resultados da rodada teste com 8 opções de coletor.....	57
Tabela 12 - Comparação entre os resultados	58
Tabela 13 - Cálculo do consumo de calor do calor consumido no setor têxtil.....	63
Tabela 14 - Potência demandada para as diferentes fábricas e perfis de operação (MW _{th})	64
Tabela 15 - Dados do Estudo de Caso	65
Tabela 16 - Coletores Escolhidos nas rodadas de desempenho	66
Tabela 17 - Escolha do HTF.....	67
Tabela 18 - Área de reflexão campo solar em cada rodada de desempenho	68
Tabela 19- Energia final proveniente do sistema de <i>backup</i>	71
Tabela 20 - Energia Final proveniente do sistema de armazenamento	72
Tabela 21 - Número de coletores por <i>loop</i>	79
Tabela 22 - Número de <i>loops</i>	80
Tabela 23 - Energia final fornecida pelo campo solar	82
Tabela 24 - Custo do Campo Solar.....	85
Tabela 25 - Custos do sistema de armazenamento	86
Tabela 26 - Custo do Sistema de <i>backup</i>	88
Tabela 27 - Custo do HTF	89
Tabela 28 - Custo total do sistema	90
Tabela 29 - Custo por potência.....	91
Tabela 30 - Custo por energia.....	93

Tabela 31 - Comparaçāo dos resultados SHIP com o calor geraçāo a partir de combustíveis fósseis	94
Tabela 32 - Resultados do estudo de caso para fábrica Soda-Cloro Alagoas da Braskem	96
Tabela 33 - Comparaçāo entre os resultados do MESH e do SAM	98
Tabela 34 - Resultados da análise de sensibilidade com o custo reduzido de Fresnel.	102
Tabela 35 - Ponto de corte, coeficiente e correlaçāo das retas dos coletores	120
Tabela 36 - Propriedade do Theminol VP-1.....	147
Tabela 37 - Propriedades do SolarSalt	149
Tabela 38 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 8 horas ...	150
Tabela 39 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 12 horas .	151
Tabela 40 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 24 horas .	152
Tabela 41 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 8 horas ...	153
Tabela 42 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 12 horas .	154
Tabela 43 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 24 horas .	155
Tabela 44 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 8 horas	156
Tabela 45 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 12 horas	157
Tabela 46 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 24 horas	158
Tabela 47 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 8 horas	159
Tabela 48 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 12 horas	160
Tabela 49 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 24 horas	161
Tabela 50 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 8 horas ...	162
Tabela 51 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 12 horas .	163
Tabela 52 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 24 horas .	164
Tabela 53 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 8 horas ...	165
Tabela 54 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 12 horas .	166
Tabela 55 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 24 horas .	167
Tabela 56 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 8 horas	168
Tabela 57 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 12 horas	169
Tabela 58 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 24 horas	170
Tabela 59 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 8 horas	171
Tabela 60 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 12 horas	172
Tabela 61 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 24 horas	173

Tabela 62 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 8 horas	174
Tabela 63 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 12 horas	175
Tabela 64 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 24 horas	176
Tabela 65 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 8 horas	177
Tabela 66 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 12 horas	178
Tabela 67 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 24 horas	179
Tabela 68 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 8 horas	180
Tabela 69 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 12 horas	181
Tabela 70 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 24 horas	182
Tabela 71 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 8 horas	183
Tabela 72 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 12 horas	184
Tabela 73 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 24 horas	185

1 Introdução

A irradiação solar é uma fonte de energia renovável abundante. Sua densidade energética é de aproximadamente 175 W/m² ou 89.300 TW distribuídos pelo globo (TSAO *et al.*, 2006). O Brasil apresenta índices de Irradiância Horizontal (em inglês *Global Horizontal Irradiance* – GHI) acima da média global, que variam entre 1700 e 2500 kWh/m²/ano (ou de 194 a 285 W/m²), como mostra o mapa da Figura 1.



Figura 1 - Índices de irradiação global horizontal no Brasil

Fonte: SOLARGIS (2016)

A irradiação solar pode ser convertida em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, ou em calor através de troca de calor por radiação (KALOGIROU, 2009). O equipamento utilizado para gerar calor a partir da radiação solar recebe o nome de Coletor Solar, podendo ser concentrador ou não concentrador (coletor plano). Coletores não concentradores possuem a mesma área de incidência e absorção, enquanto nos concentradores a área de incidência ou reflexão é maior do que a área de absorção, desta

forma concentram a radiação solar e produzem calor de maior qualidade¹ que os coletores planos (GOSWAMI, 2015).

Os diferentes tipos de coletores concentradores formam as opções da tecnologia solar de concentração ou tecnologia heliotérmica, que utiliza espelhos para concentrar a irradiância solar direta (em inglês *Direct Solar Irradiance* – DNI). A DNI é o fluxo de radiação solar perpendicular à superfície terrestre, que não sofre dispersão na atmosfera. A GHI, por sua vez, é a soma da DNI, ajustada pelo cosseno do ângulo zenital (θ)², com a irradiância difusa (*Diffuse Horizontal Irradiance* - DHI), que é o fluxo de energia solar que atinge a superfície da terra depois de ser dispersada pela atmosfera (KALOGIROU, 2009). Esta relação é apresentada na equação 1, abaixo

$$GHI = DNI \times \cos(\theta) + DHI \quad (1)$$

O calor gerado pela tecnologia heliotérmica, pode ser utilizado para diferentes finalidades: i) gerar energia elétrica através de máquinas térmicas (ARVIZU *et al.*, 2011), ii) gerar frio através de sistemas de absorção (INAYAT *et al.*, 2019); iii) diretamente para processos industriais (FARJANA *et al.*, 2018) ou iv) produzir hidrogênio para uso energético através de termólise³ (MEIER *et al.*, 2009). Cada uma destas finalidades exige que o calor gerado tenha diferentes qualidades. Para a geração de energia elétrica em plantas conhecidas como *Concentrated Solar Power* (CSP), o calor deve ser capaz de aquecer água e produzir vapor superaquecido à temperaturas de aproximadamente 565°C na entrada da turbina a vapor (SIEMENS, 2019). Para a geração de frio através de sistemas de absorção de estágio simples a temperatura deve ser na faixa de 70 a 100°C (VALLÈS *et al.*, 2020).

Para processos industriais, a temperatura depende do tipo de processo e é classificada em faixas. De acordo com IRENA, (2015) e Solar Payback, (2017), caso a temperatura do processo seja inferior à 150°C, é considerada baixa, entre 150 e 400°C é considerada média e acima de 400°C é considerada alta⁴. Por fim, para geração de hidrogênio através da termólise a temperatura deve ser no mínimo 1000°C (MEIER *et al.*, 2009).

¹ A qualidade de uma fonte térmica está relacionada com a sua capacidade de gerar trabalho. Dessa forma, quanto maior a temperatura da fonte maior a fração do calor disponível para gerar trabalho e maior a sua qualidade (VAN WYLEN *et al.*, 2009)

² Para mais informações sobre os ângulos solares ver Abood, (2015)

³ Termólise é a decomposição da água causada pelo calor (MEIER *et al.*, 2009)

⁴ Diversos estudos classificam a temperatura do processo em faixas diferentes, esta tese seguirá as faixas de IRENA, (2015) e Solar Payback, (2017)

Dentre as quatro aplicações do calor gerado a partir de plantas heliotérmicas, a mais difundida é a geração de energia elétrica com 5,47 GWe instalados no final de 2018 (WEISS *et al.*, 2019), o que corresponde a aproximadamente 26 GWth^{5,6}. A geração de calor a partir de coletores concentradores utilizada diretamente em processos industriais (em inglês *Solar Heat for Industrial Processes* – SHIP) apresenta uma capacidade instalada próxima à 1% da capacidade de geração de energia elétrica, com aproximadamente 0,28 GWth (SOLAR PAYBACK, 2017). É necessário ressaltar que a CSP apresenta uma capacidade instalada significativamente inferior à capacidade instalada de outras tecnologias de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. Por exemplo, no final de 2018 a capacidade instalada da tecnologia solar fotovoltaica era 480,35 GWe, enquanto a capacidade instalada da tecnologia eólica era 563,73 GWe, incluindo plantas *onshore* e *offshore* (IRENA, 2019).

Uma das vantagens da utilização da SHIP em relação ao CSP é justamente a temperatura mais baixa⁷ (KURUP *et al.*, 2015). A temperatura do calor gerado pela tecnologia heliotérmica é proporcional à alguns fatores como: fator de concentração, tipo de espelho e recurso solar disponível (IEA, 2010a). Dessa forma, o calor de baixa e média temperatura pode ser gerado com recurso solar de menor qualidade do que o recurso solar necessário para geração de energia elétrica ou com um coletor mais simples, de menor eficiência e custo, para um mesmo recurso (NEUMANN, 2018). Uma heurística comum é considerar 2000 kWh/m²/ano (5,48 kWh/m²/dia) o nível mínimo de irradiância para que a geração de energia elétrica a partir de plantas heliotérmicas convencionais, que operam com ciclo Rankine e potência elétrica entre 50 e 200 MWe (NREL, 2019a), seja economicamente viável (BURGI, 2013, CLIFTON *et al.*, 2010). Outras configurações de plantas CSP, porém, podem ser economicamente viáveis com irradiância menor, dependendo de seu custo, desempenho e tecnologia. Um exemplo são plantas que operam com ciclo Rankine orgânico, que demanda calor de temperatura abaixo 565°C na entrada da turbina (TZIVANIDIS *et al.*, 2016).

Como visto na Figura 1, o Brasil apresenta uma parte considerável de seu território com índices de DNI próximos, porém abaixo dessa faixa de corte. Assim, a geração de calor de processo com temperaturas até 400°C (abaixo dos 565°C necessário para geração de

⁵ GWe indica potência elétrica, enquanto GWth indica potências térmica

⁶ O cálculo da capacidade térmica das plantas CSP no mundo considerou a média da eficiência típica de plantas CSP (IRENA, 2012b) com diferentes tecnologias de concentração com a capacidade instalada de cada tecnologia (NREL, 2019a)

⁷ Com exceção do processo para geração de Hidrogênio

eletricidade) permite o aproveitamento do recurso solar disponível em uma área maior do território brasileiro, o que corrobora a necessidade de exploração do SHIP.

Centros de pesquisa brasileiros vêm desenvolvendo diversos estudos sobre a tecnologia heliotérmica, a fim de impulsionar o desenvolvimento da tecnologia do país, a maioria, porém, trata da tecnologia CSP e não analisa a SHIP. Entre estes estudos destacam-se: i) De Sá *et al.*, (2018), que avaliou a operação de um protótipo Fresnel utilizado para geração direta de vapor; ii) Rezek *et al.*, (2015), que avaliaram a performance de um sistema híbrido CSP-Biomassa, a partir das tecnologias de Cilindro e Disco Parabólico para geração de energia elétrica na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), iii) Lisboa *et al.*, (2017) que avaliaram a hibridização de plantas CSP com diferentes combustíveis fósseis; iv) Azevêdo *et al.*, (2017), que utilizaram uma análise multicritério para determinar a melhor localidade para uma planta CSP no estado de Pernambuco; v) Burgi, (2013), que avaliou o potencial de geração de energia elétrica a partir de plantas CSP no Brasil; vi) Milani *et al.*, (2017) e vii) Soria *et al.*, (2015) que avaliaram a possibilidade de hibridização entre a tecnologia CSP, combustão e gasificação de biomassa; viii) Couto *et al.*, (2015) e ix) Milani *et al.*, (2020) avaliaram os impactos socioeconômicos do desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil, x) Fichter *et al.*, (2017) e xi) Soria *et al.*, (2016) avaliaram os benefícios da geração de energia através de plantas CSP com armazenamento para o sistema elétrico brasileiro; e xii) Malagueta, (2013), que propôs uma planta de tri-geração (calor, frio e eletricidade) localizada no nordeste brasileiro. Dos estudos apresentados nenhum considerou a possibilidade de utilizar o calor gerado para atender uma demanda industrial. Uma exceção é Solar Payback, (2018), que avaliou o potencial e implementação do SHIP no Brasil.

Apesar de ser menos difundida, a SHIP pode ter uma contribuição percentual maior que a CSP no que diz respeito à descarbonização da economia mundial. Em termos absolutos, porém, o setor elétrico emite mais que o setor industrial. No ano de 2017, a geração de energia elétrica mundial foi 66% fóssil, 23% renovável e 11% nuclear, enquanto a geração de calor no setor industrial, descontando a eletricidade, foi 91% proveniente de combustíveis fósseis, como mostram os gráficos da Figura 2.

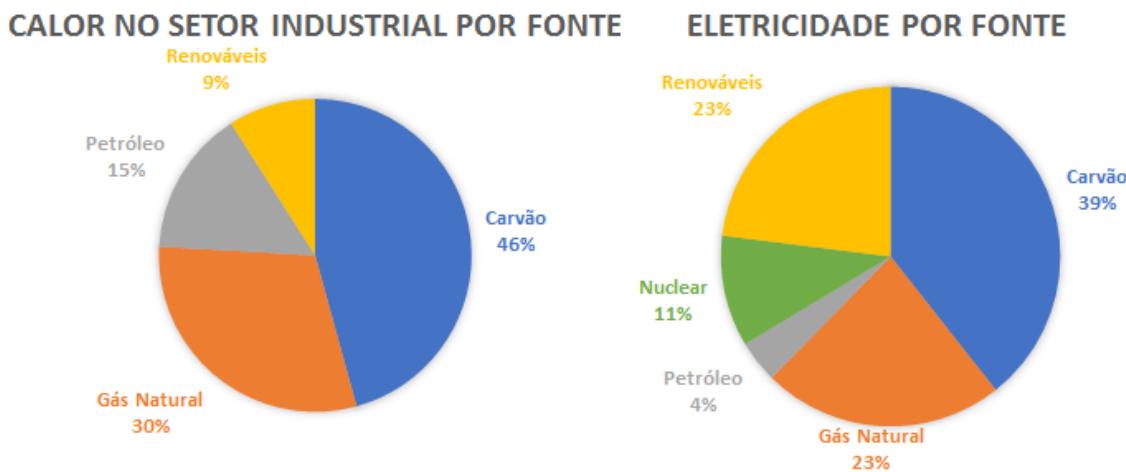


Figura 2 – Geração mundial de energia elétrica e calor para indústria por fonte em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, (2020) e Solar Payback, (2017)

No Brasil o panorama não é diferente, por possuir a maior parte de sua eletricidade gerada a partir de hidrelétricas, sua matriz elétrica majoritariamente renovável. No ano de 2018, a geração foi 66,6% hidrelétrica, 8,5% biomassa, 7,6% eólica, e 0,6% solar, totalizando 83,3% de geração de eletricidade renovável no país (EPE, 2019). Dos 14,2% oriundos de fontes fósseis, 8,6% , 3,7% e 1,9% foram gerados a partir de gás natural, carvão mineral e produtos de petróleo, respectivamente (EPE, 2019).

O consumo de calor no setor industrial brasileiro, descontando a eletricidade, apresentou um perfil majoritariamente fóssil, com uma geração 54,4% fóssil e 45,6% renovável. Dentre as renováveis destaca-se o bagaço de cana-de-açúcar com 20,8%, enquanto entre as não renováveis destaca-se o carvão com 20,6%. A Figura 3 apresenta, em termos percentuais, a geração de eletricidade e o consumo de calor na indústria por fonte no Brasil.

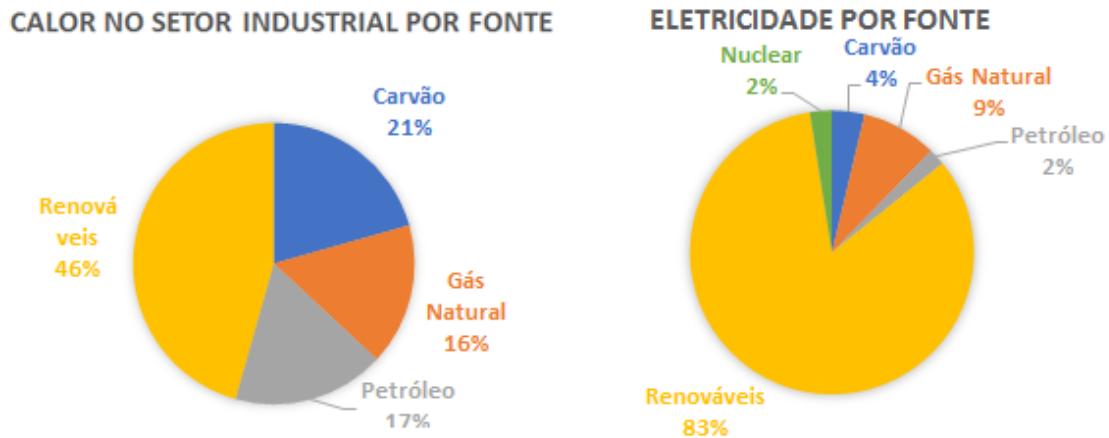


Figura 3 – Geração brasileiro de energia elétrica e calor para indústria por fonte em 2018

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, (2019)

A partir da análise da Figura 3, percebe-se que tanto matriz elétrica quanto o fornecimento de calor industrial brasileiros tem um consumo percentual menor de combustíveis fósseis quando comparadas com a realidade mundial. Não obstante, o perfil da geração de calor para indústria continua sendo consideravelmente mais carbono-intensivo do que a geração de energia elétrica, o que mostra que o SHIP pode ter uma contribuição percentual maior na descarbonização das matrizes global e brasileira do que a tecnologia CSP.

A substituição de combustíveis fósseis pela SHIP também é capaz de aumentar a segurança energética, dada a volatilidade do preço dos combustíveis fósseis. Este tema foi alvo do estudo de Regnier, (2007) que comparou a volatilidade de combustíveis fósseis e de outros produtos produzidos nos EUA entre 1945 e 2005, concluindo que os combustíveis fósseis são mais voláteis que 95% dos outros produtos estadunidenses. Recentemente, no início de 2020, foi observado mais um exemplo da volatilidade destes combustíveis. Os preços caíram significativamente e os óleos marcadores *West Texas Intermediate* (WTI) e Brent chegaram a 25,32USD⁸/barril e 29,94USD/barril, respectivamente (EIA, 2020b). O gráfico da Figura 4 apresenta a evolução dos preços dos óleos marcadores Brent e WTI desde janeiro de 2005. Finalmente, outras vantagens do SHIP incluem a possibilidade de instalação em localidades remotas (BEATH, 2012) e a diminuição da poluição local (SHARMA *et al.*, 2017a).

⁸ USD representa o dólar estadunidense

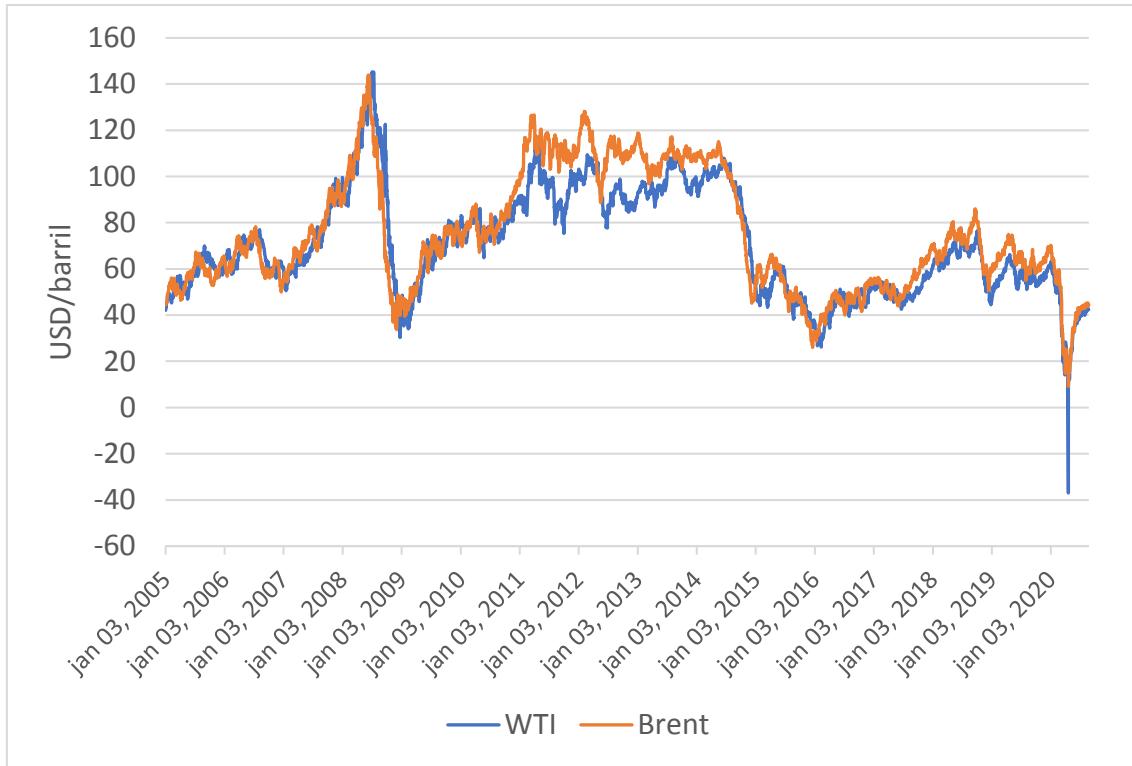


Figura 4 - Evolução dos preços dos óleos WTI e Brent

Fonte: EIA, (2020a)

Como visto, o SHIP ainda é uma tecnologia incipiente no mundo e no Brasil, este quadro se agrava quando analisamos a geração de calor de temperatura acima dos 150°C. Atualmente, existem 331 projetos SHIP instalados no mundo. Destes, 227 utilizam coletores planos, 93 utilizam coletores concentradores e 11 utilizam mais de um tipo de coletor (IEA-SHC, 2020), ou seja, a maioria dos projetos utiliza coletores planos que geram calor abaixo de 150°C, como será visto na seção 2.1.

Desta forma, pode-se identificar a necessidade do desenvolvimento de sistemas SHIP capazes de gerar calor de média e alta temperatura. Antes da implementação de plantas de geração de energia renovável, como a SHIP, é necessário que se façam estudos que permitam analisar a configuração mais indicada, viabilidade e desempenho desta tecnologia em diferentes localidades (SCHLIPF *et al.*, 2014), assim, o desenvolvimento destes sistemas deve ser acompanhado do desenvolvimento de modelos capazes de analisar o desempenho técnico-econômico de sistemas, assim como a melhor configuração para cada localidade (AL IRSYAD *et al.*, 2017)

Modelos matemáticos podem ser utilizados para avaliar o desempenho e a configuração ideal de plantas de energia renovável. A análise da geração solar térmica de baixa e média temperatura para geração de frio em sistemas de absorção, por exemplo, pode ser

realizada através de modelos matemáticos. Como localidades que apresentam bons índices de irradiância tendem a ter uma demanda de carga de refrigeração elevada, a utilização de sistemas solares de refrigeração poderia diminuir a demanda por eletricidade nestas localidades, aumentando a segurança energética e aliviando o sistema elétrico, como mostra a Figura 5.

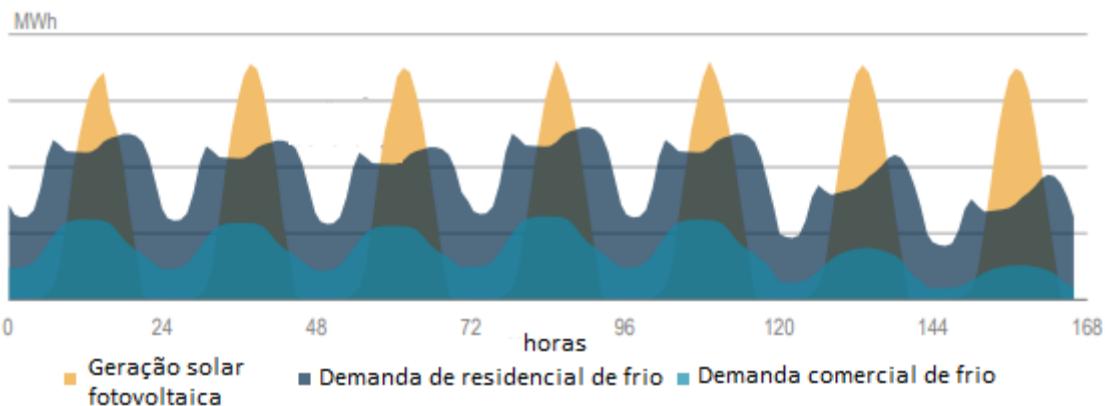


Figura 5 - Exemplo de demanda para refrigeração e geração solar

Fonte: IEA, (2018)

Alguns estudos aplicaram modelos matemáticos de otimização acerca deste tema, Sanjuan *et al.*, (2010) utilizaram um modelo de otimização para operação e performance de um sistema de refrigeração por absorção na Plataforma Solar Almería, na Espanha, Hang *et al.*, (2011) desenvolveram uma metodologia de otimização para sistemas de refrigeração por absorção. Finalmente, Eicker *et al.*, (2009) compararam a performance técnico-econômica de sistemas de refrigeração por compressão elétrica, absorção e dessecantes.

Apesar de modelos matemáticos de otimização serem ferramentas importantes para o desenvolvimento de novas tecnologias, como no exemplo de sistemas de refrigeração solar, existe uma carência de modelos de otimização para SHIP, o que é visto como uma das barreiras para o desenvolvimento desta tecnologia (IRENA, 2015). Ademais, diante da realidade dos projetos de SHIP instalados no mundo, a maioria dos poucos modelos matemáticos também dá ênfase aos coletores planos, tratando de baixas temperaturas (SHARMA *et al.*, 2017b), o que faz com que seja necessário desenvolver modelos que tratem de médias e altas temperaturas. Por outro lado, quanto maior a temperatura do calor fornecido mais complexa é a integração com os processos industriais (NEUMANN, 2018), o que indica que tecnologias de foco linear se adequam melhor às plantas SHIP quando comparadas com tecnologias de foco pontual, uma vez que geram calor de média

temperatura (KURUP *et al.*, 2015, SOLAR PAYBACK, 2018) (as tecnologias de coletores concentradores serão descritas no capítulo 2).

De forma a suprir a carência por ferramentas matemáticas de otimização capazes de avaliar plantas SHIP de foco linear (150°C – 400°C), o presente estudo se propõe a desenvolver um modelo de otimização, em uma linguagem *open-source*, para determinar tanto a configuração de menor custo para uma planta SHIP quanto seu desempenho.

1.1 Objetivos

O principal objetivo desta tese é desenvolver o modelo de otimização MESH (*Model for Evaluation of Solar Heat*), em linguagem *open-source*. O modelo trabalha em resolução horária e considera um ano de operação. Como dados de entrada são utilizados índices de DNI horário, assim como dados de demanda de calor, definida tanto em quantidade (potência) quanto qualidade (temperatura). Como principais resultados, o modelo calcula a fornece a opção de coletor e fluido de trabalho menor custo, assim como o custo total do sistema, custo por potência, custo por energia gerada, área de reflexão do campo solar, o número de espelhos por *loop*⁹, o número total de *loops*, o tamanho do sistema de armazenamento de energia térmica e do sistema de *backup*¹⁰.

A tese contribui para a literatura científica uma vez que, pelo menos no conhecimento do autor, não existe uma ferramenta de otimização para SHIP que calcule a configuração de menor custo e seu desempenho. A linguagem de programação utilizada é o *General Algebraic Modelling System* (GAMS) e o solver é o CONOPT 3, versão 3.17A

Além do desenvolvimento do modelo em si, serão realizadas rodadas de desempenho e um estudo de caso. Para as rodadas de desempenho, serão avaliados seis perfis de potência, dois níveis de temperatura e três localidades (índices de DNI), enquanto para o estudo de caso visa atender à fábrica Soda-Cloro Alagoas da Braskem.

As rodadas de desempenho permitem avaliar diferentes resultados do modelo e compará-los, verificando se os resultados do MESH são condizentes com o comportamento esperado de uma planta SHIP. O estudo de caso permite avaliar os resultados do modelo para uma planta real e comparar os resultados com outros modelos de simulação.

⁹ Um *loop* é uma sequência de espelhos de foco linear em série por onde passa o fluido de trabalho. O fluido de trabalho deve sair do *loop* com a qualidade demandada pelo processo que a planta heliotérmica atende. (NREL, 2014)

¹⁰ Sistema de *backup* é uma fonte de calor adicional, além do campo solar e do sistema de armazenamento, presente em plantas heliotérmicas. O sistema de *backup* pode ser utilizado para fins operativos e para gerar energia elétrica (KALOGIROU, 2009).

1.2 Organização da Tese

Esta tese conta com cinco capítulos, sendo o primeiro este, introdutório, no capítulo 2 serão apresentados os principais aspectos da energia solar de concentração, sua aplicação no fornecimento de calor para indústria e os modelos matemáticos para esta tecnologia; no capítulo 3 será apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento do MESH. No capítulo 4 serão conduzidas as rodadas de desempenho do modelo e o estudo de caso. Por fim, no capítulo 5 serão apresentadas as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

2 Contextualização do Problema

2.1 Tecnologia heliotérmica aplicada aos processos industriais

Como abordado no capítulo 1, a tecnologia heliotérmica utiliza espelhos que refletem e concentram os raios solares em tubos absorvedores permitindo transferir maiores fluxos de calor a um fluido térmico. Como a área da superfície dos tubos absorvedores é bem menor do que a de abertura dos espelhos, conseguem-se fluxos de calor mais elevados. Na Figura 6, são mostrados os níveis de temperatura de operação para diferentes aplicações em função dos tipos de coletores.

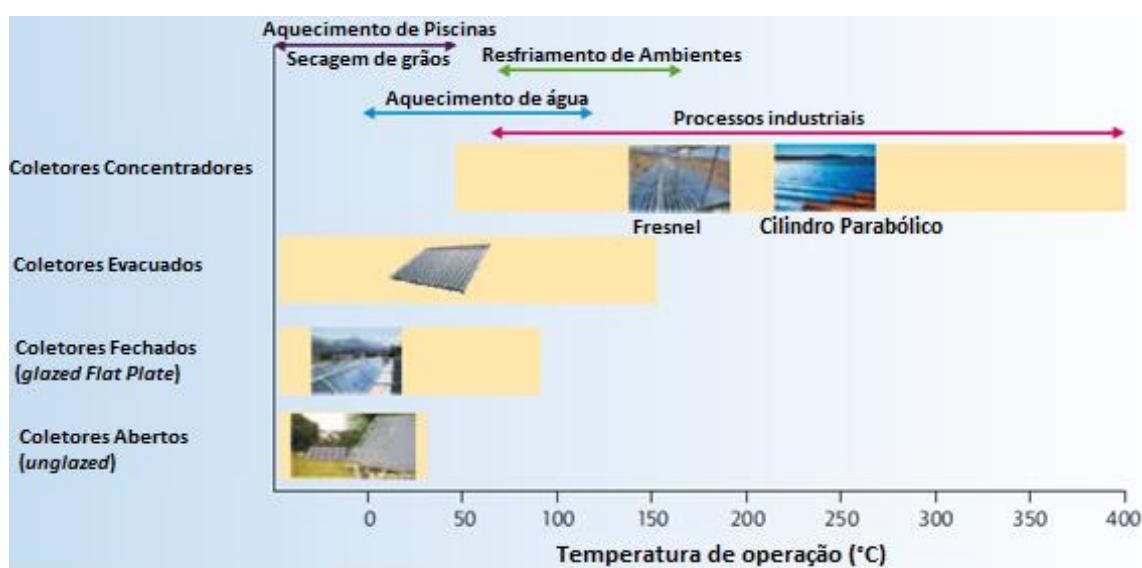


Figura 6 - Diferentes tipos de coletor e suas temperaturas de operação

Fonte: OECD/IEA, (2012), adaptado pelo autor

Em uma planta heliotérmica o principal sistema é o campo solar, cujo equipamento mais importante é o sistema coletor (formado por concentrador e receptor), responsável por converter a radiação solar em calor. Além do campo solar, destacam-se o sistema de armazenamento de energia térmica e o sistema de *backup* (em inglês *Backup System – BUS*), o calor utilizado para atender a demanda pode ter como origem esses três sistemas. Além dos coletores, o campo solar utiliza outros equipamentos como trocadores de calor, bombas, sensores e o fluido de trabalho (em inglês *Heat Transfer Fluid – HTF*), responsável pelo transporte de calor. Em uma planta SHIP, o calor gerado é fornecido à um processo industrial, a Figura 7 apresenta esquematicamente uma planta deste tipo.

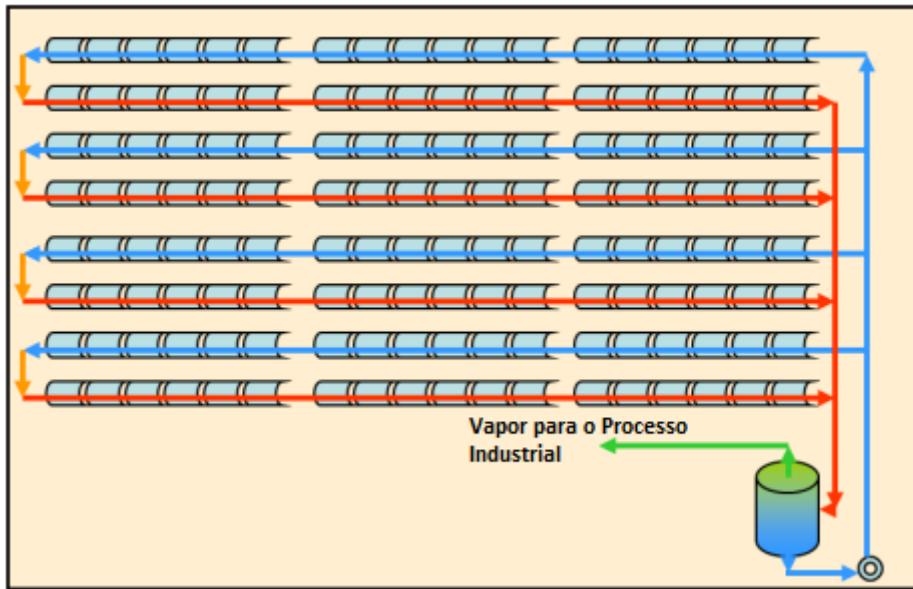


Figura 7 - Exemplo de uma planta SHIP

Fonte: Cottret *et al.*, (2010)

As seções seguintes descrevem os componentes de uma planta SHIP de coletores de Cilindro Parabólico e Fresnel, uma vez que estas são as tecnologias de coletores de foco linear, capazes de gerar calor de média temperatura, consideradas no desenvolvimento do MESH.

2.1.1 Coletor Solar

Como visto, em coletores concentradores a área de incidência é maior que a área de absorção, o que faz com que o sistema coletor seja formado por dois componentes: i) concentrador e ii) receptor (KALOGIROU, 2009). Os concentradores são superfícies refletoras de alta reflectância, geralmente acima de 94% (SASTELA *et al.*, 2013), cuja função é refletir os raios solares concentrando-os no receptor localizado em seu ponto ou linha focal. O receptor é o equipamento responsável por transformar a radiação solar em energia térmica (ZHU *et al.*, 2013), assim, deve ser capaz de absorver irradiação na faixa do visível emitindo o mínimo de irradiação possível na faixa do infravermelho de forma minimizar as perdas térmicas e aumentar a eficiência de conversão (KALOGIROU, 2009).

Existem quatro arranjos possíveis (ou tecnologias de concentração) para o sistema coletor concentrador: i) Cilindro Parabólico; ii) Fresnel; iii) Torre Solar e iv) Disco Stirling (PY *et al.*, 2013). Estes arranjos podem ser classificados de acordo com o tipo de foco e movimento do receptor (IEA, 2010a). Caso o receptor seja montado junto com os espelhos concentradores ele se movimenta para rastrear o sol e é classificado como

receptor móvel. Este tipo de receptor está presente nas opções tecnológicas de Cilindro Parabólico e Disco *Stirling*. Caso receptor e concentrador sejam montados separadamente, o receptor permanece fixo enquanto o concentrador rastreia o sol, este é o caso das opções tecnológicas Fresnel e Torre Solar (IEA, 2014).

O tipo de foco também é determinado pelo movimento dos concentradores. Caso os concentradores se movam em apenas um eixo, a concentração da irradiância solar ocorre em uma linha e o foco é linear, caso o concentrador se movimente em dois eixos o foco é pontual. As tecnologias de foco linear são o Cilindro Parabólico e Fresnel, enquanto as tecnologias de foco pontual são a Torre Solar e o Disco *Stirling*. A Figura 8 apresenta as quatro tecnologias assim como sua classificação a partir destes dois critérios, enquanto a Tabela 1 apresenta um resumo das características técnicas.

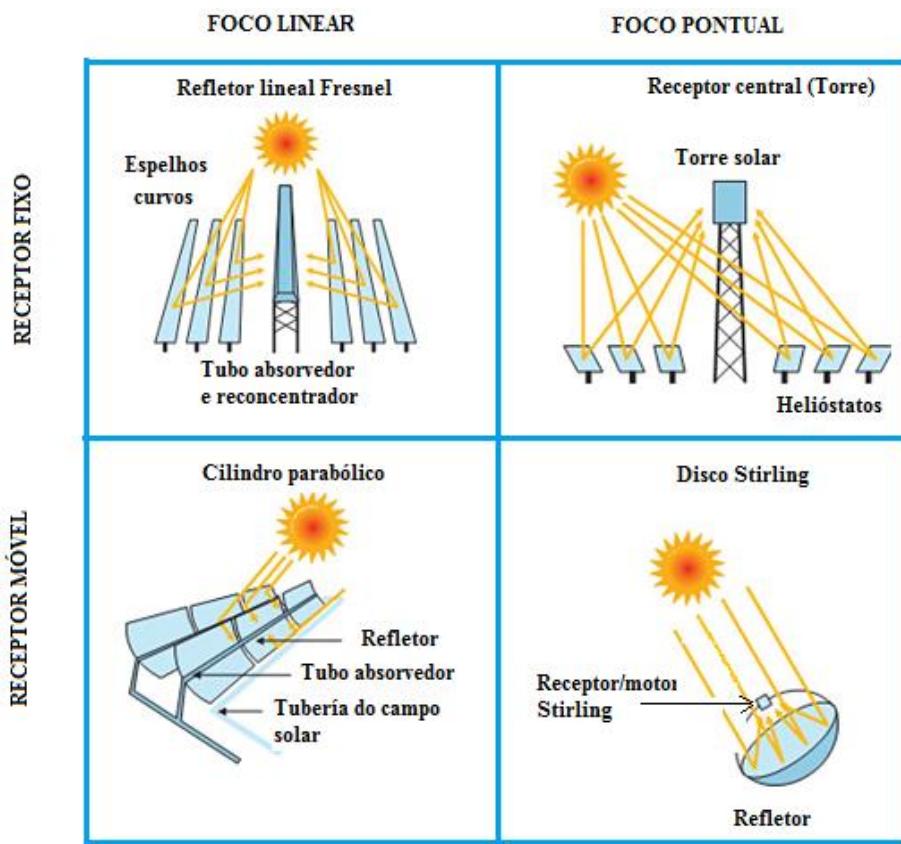


Figura 8 - Opções tecnológicas de concentração solar e sua classificação

Fonte: Soria (2011) *apud* IEA, (2010a)

A Tabela 1 também apresenta características de outro elemento importante de plantas heliotérmicas, o HTF. Em uma planta SHIP, o fluido de trabalho é responsável por retirar calor do receptor e cedê-lo para o processo industrial ou para o sistema de armazenamento. Este componente será detalhado na seção 2.1.2.

Tabela 1 - Características das quatro opções tecnológicas de concentração solar

	Cilindro	Torre	Fresnel	Disco
Fluido de Trabalho típico	Óleo Térmico	Sal fundido	Sal fundido/ Vapor	Ar
Temperatura de operação típica (°C)	400	550	550/270	>800
Uso de terra ha/MW _{th}	0,67	0,67-0,83	0,83	0,5
Fator de concentração	70 – 80	> 600	60 - 70	600 - 1000

Fonte: elaboração própria a partir de IRENA, (2013)

A tecnologia de Coletores de Cilindro Parabólico (em inglês *Parabolic Trough Collector* – PTC) recebe este nome devido ao formato parabólico da seção transversal de seu espelho concentrador. A Figura 9 apresenta esquematicamente o sistema coletor de Cilindro Parabólico, assim como a vista transversal deste sistema.

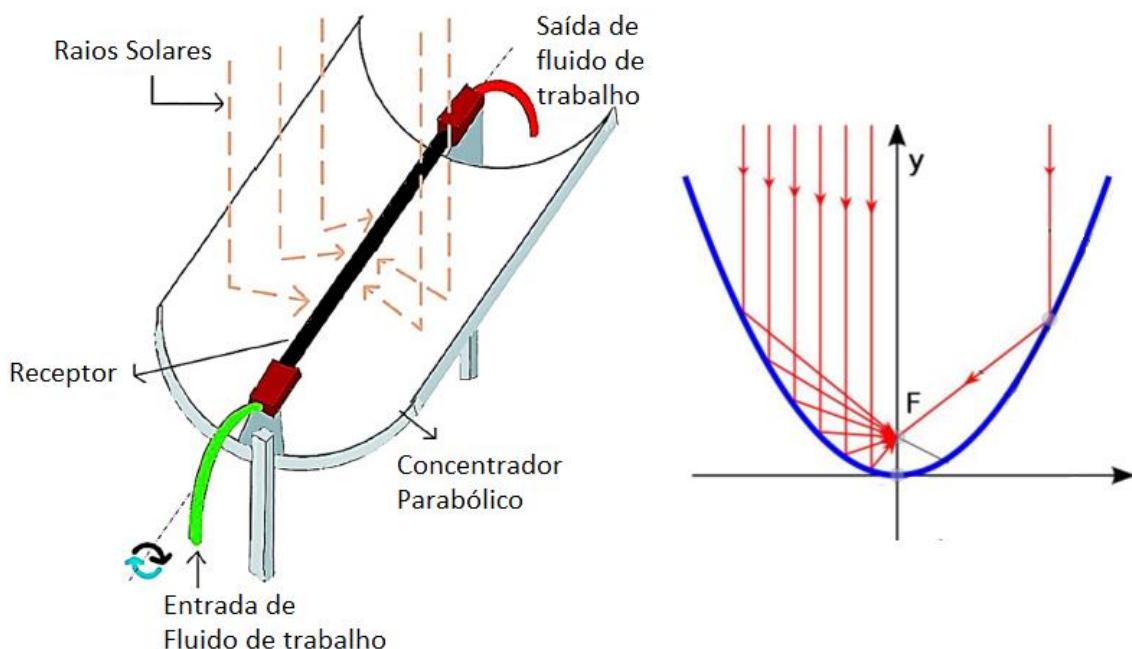


Figura 9 - Sistema Coletor de Cilindro Parabólico

Fonte: Elaboração própria a partir de Günther *et al.*, (2011) e Kumar *et al.*, (2019)

O outro elemento que forma o sistema PTC é o receptor linear, onde ocorre a conversão da radiação solar concentrada em energia térmica. Atualmente o receptor mais utilizado no PTC é o Receptor Evacuado de Tubos Concêntricos. Neste receptor, o tubo externo é feito de vidro, permitindo que a radiação na faixa do visível o atravesse, enquanto o tubo interno é formado por diferentes camadas que conferem à este cilindro alta absorvância para irradiação na faixa do visível¹¹. O espaço entre os dois cilindros é evacuado, a fim

¹¹ Para mais detalhes sobre as diferentes camadas que formam o cilindro interno dos receptores de cilindro parabólico ver Günther *et al.*, (2011)

de evitar perdas térmicas (FUQIANG *et al.*, 2017). Além dos tubos interno e externo, outros dois elementos compõem o receptor de Cilindro Parabólico: as juntas de expansão e os *getters*. As juntas são necessárias para lidar com as diferentes taxas de expansão térmica dos cilindros, feitos de materiais diferentes, evitando espaçamento entre eles. Sem este elemento, ar entraria no espaço evacuado aumentando as perdas térmicas (ISLAM *et al.*, 2018). Os *getters* são capazes de capturar o hidrogênio que chega por difusão no espaço evacuado mantendo o vácuo (ESMAP, 2015). A Figura 10 apresenta esquematicamente as camadas do cilindro interno e os elementos do receptor evacuado.

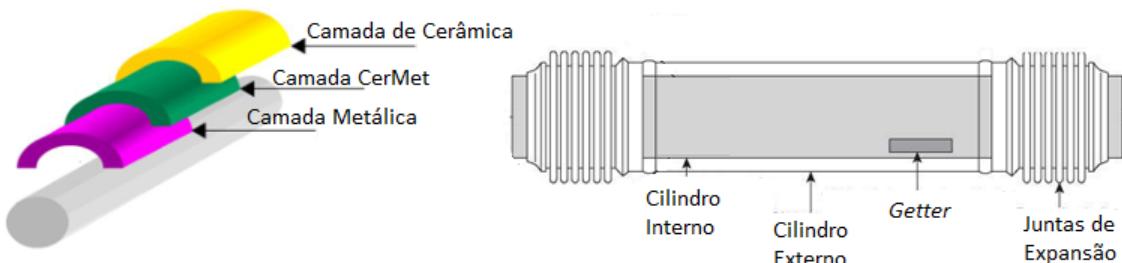


Figura 10 - Receptor linear evacuado

Fonte: Elaboração própria a partir de Burkholder, (2011) e Günther *et al.*, (2011)

Como apresentado na Figura 8, o sistema Fresnel, assim como o PTC, é um sistema de foco linear, porém com receptor fixo. Os concentradores do sistema Fresnel são espelhos levemente curvos dispostos no chão, enquanto o receptor é posicionado alguns metros acima dos espelhos (KUMAR *et al.*, 2019). O posicionamento e inclinação dos espelhos visam a simular o efeito de um espelho côncavo, como mostra a Figura 11. Uma das desvantagens de se utilizar diversos espelhos planos inclinados no lugar de um espelho côncavo são as perdas óticas provenientes dos fenômenos de sombreamento e bloqueio¹². Por outro lado, esta configuração apresenta uma fabricação mais simples, o que acarreta em menores custos (MORIN *et al.*, 2012).

¹² Sombreamento é quando a irradiação solar não atinge o espelho devido à sombra do espelho adjacente. O bloqueio ocorre quando um raio refletido por um espelho não atinge o receptor por ser bloqueado pelo espelho adjacente (GÜNTHER, 2011)



Figura 11 - Exemplo do posicionamento dos espelhos do concentrador Fresnel

Fonte: Günther, (2011)

O receptor da tecnologia Fresnel pode ser evacuado ou não-evacuado. Além dos concentradores, é possível posicionar um segundo refletor acima do receptor, aumentando a incidência de irradiação solar no receptor após a segunda reflexão. Tanto o refletor secundário quanto o tubo absorvedor situam-se acima de uma tampa de vidro. A Figura 12 apresenta esquematicamente este refletor.

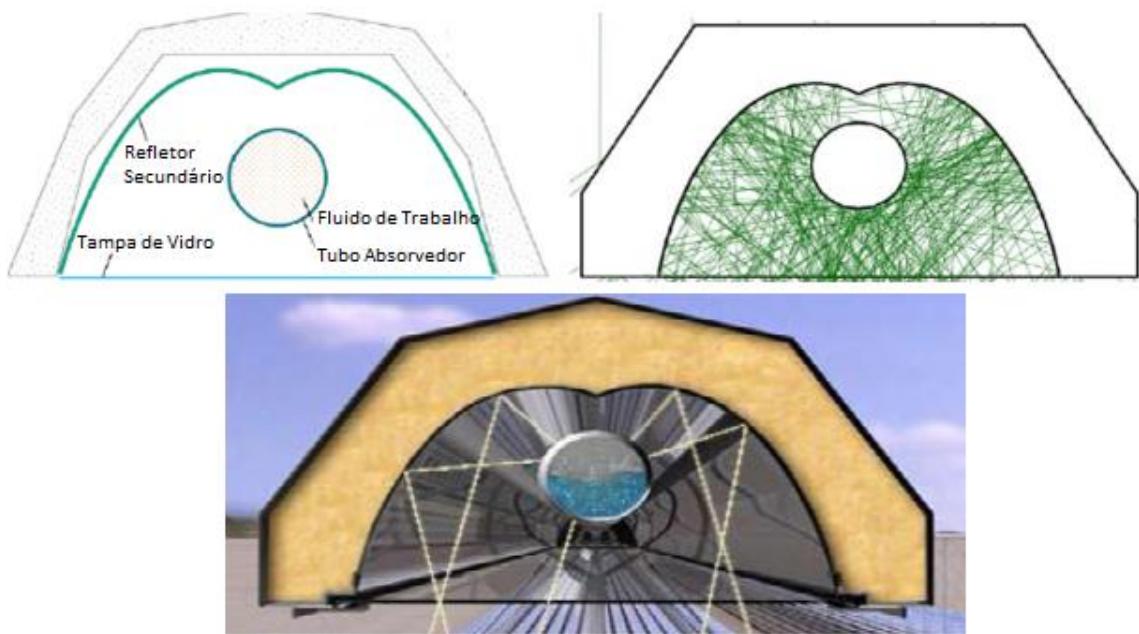


Figura 12 - Receptor de Cilindro único de Fresnel

Fonte: Elaboração própria a partir de Günther, (2011) e Heimsath *et al.*, (2014)

Outra opção para receptor da tecnologia Fresnel é o Receptor de Cilindros Múltiplos, nesta opção os tubos absorvedores são posicionados no fundo de uma cavidade, as paredes laterais desta cavidade também refletem os raios solares pela segunda vez, o que aumenta a incidência de raios nos tubos. A Figura 13 apresenta esta opção de receptor esquematicamente.

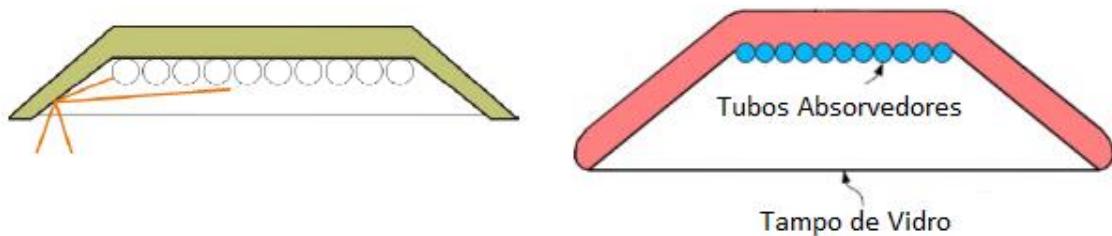


Figura 13 - Exemplo do Receptor de Múltiplos Tubos

Fonte: Elaboração própria a partir de Günther, (2011) e Zhu *et al.*, (2013)

Por fim, os coletores de foco linear são dispostos em *loops*. Estes *loops* são retos ou em forma de “U”. No campo solar de uma planta heliotérmica os espelhos são posicionados em série no *loop* e os *loops* são posicionados em paralelo. A Figura 14 apresenta o esquema do campo solar de uma planta PTC com dois *loops* em forma de “U” e oito coletores por *loop*.

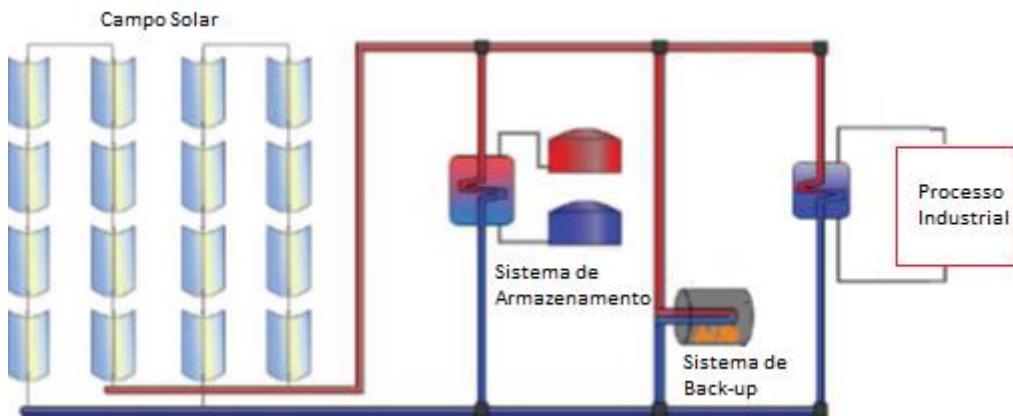


Figura 14 - Exemplo de uma planta SHIP PTC

Fonte: IEA, (2014) adaptado pelo autor

Em uma planta heliotérmica de coletores de foco linear, um número fixo de espelhos pode ser configurado de diferentes formas. Utilizando o campo solar da Figura 14 como exemplo, os mesmos 16 coletores poderiam ser organizados em 4 *loops* de 4 coletores ou até em um único *loop* de 16 coletores. A organização dos coletores e *loops* depende do perfil da demanda de calor. Caso a temperatura demandada seja elevada, deve-se posicionar um número maior de coletores por *loop*, desta forma, o HTF recebe calor de mais coletores, o que faz com que temperaturas mais elevadas sejam atingidas. Para um número fixo de coletores (área de campo solar constante), esta configuração faz com que a vazão seja menor assim como a potência, que é proporcional à vazão. Caso a demanda de potência seja alta, deve-se optar por um número maior de *loops* com menos coletores por *loop*, desta forma a temperatura de saída será menor e a potência maior. Para maiores

temperaturas de saída e maior potência é necessário aumentar o número de *loops* e de coletores por *loop*, ou seja, aumentar a área do campo solar.

Uma vez que a irradiação solar é convertida em energia térmica no receptor, esta energia é transferida para o fluido de trabalho. Este elemento das plantas SHIP será apresentado a seguir.

2.1.2 Fluido de trabalho

Diversos fluidos podem ser utilizados como HTF em plantas heliotérmicas. As características desejáveis em um HTF são a alta capacidade térmica, que indica que o fluido é capaz de armazenar grandes quantidades de calor por unidade massa e alta condutividade térmica, que indica que o fluido é capaz de receber e fornecer este calor rapidamente (WU *et al.*, 2014). Estas propriedades são inversamente proporcionais, desta forma, existe um esforço para desenvolver fluidos com alta capacidade e condutividade térmica (HACHICHA *et al.*, 2013, MILANI, 2014, PACIO, SINGER, *et al.*, 2013, PACIO, WETZEL, 2013, PAUL *et al.*, 2013).

Como apresentado na Tabela 1, os fluidos mais comuns para a tecnologia PTC são os óleos térmicos, enquanto para a tecnologia Fresnel os mais utilizados são sais fundidos e água. Os óleos térmicos e os sais fundidos permanecem dentro das condições de temperatura e pressão da fase líquida durante a operação. A água, porém, muda de fase no coletor em um arranjo chamado de Geração Direta de Vapor (em inglês *Direct Steam Generation* – DSG). Esta configuração é mais simples, uma vez que não necessita de trocadores de calor e o vapor gerado no campo solar é utilizado diretamente no processo industrial ou na geração de eletricidade (MONTES *et al.*, 2009). A mudança de fase e o escoamento bifásico, porém, acarretam em uma série de complexidades como o aumento rápido na pressão e estresse térmico no tubo absorvedor, instabilidade hidráulica associada ao padrão de escoamento, aumento da complexidade do sistema de controle e maior taxa de corrosão (BURGI, 2013, SANDÁ *et al.*, 2019). Por esses motivos, o arranjo de DSG não será considerado nesta tese. Serão considerados como opções de HTF a opção de óleo sintético e sal fundido mais utilizadas: Therminol VP-1 e Solar Salt (VIGNAROOBAN *et al.*, 2015).

O Therminol VP-1 é um óleo orgânico à base de bifenil ($C_{12}H_{10}$) e óxido difenílico ($C_{12}H_{10}O$), sendo o HTF mais comum em plantas PTC (NREL, 2019a). Este fluido opera de 12°C até 400°C sem se degradar, seu calor específico médio é 2,048 kJ/kgK e sua massa específica é 913 kg/m³ (SOLUTIA, 1998). Solar Salt é o nome comercial dado à mistura eutética de 60% de nitrato de sódio ($NaNO_3$) e 40% de nitrato de potássio

(KNO_3). Este sal fundido consegue operar de 238°C até 593°C sem se degradar, seu calor específico médio é 1,405 kJ/kgK e sua massa específica é 1889 kg/m³ (PASSERINI, 2010).

2.1.3 Sistema de armazenamento térmico

O sistema de armazenamento térmico (em inglês *Thermal Energy Storage – TES*) tem por finalidade armazenar o excedente de calor absorvido no campo solar em horas em que há recurso, e utilizá-lo posteriormente quando não houver presença do recurso solar. Este sistema, assim como todos os sistemas de armazenamento, é composto por três etapas: i) carga; ii) armazenamento e iii) descarga. O armazenamento de energia em plantas que utilizam energia renovável como fonte de energia primária aumenta o fator de capacidade e a despachabilidade (DINCER *et al.*, 2011). Existem diversas formas de armazenamento térmico, que são classificadas em dois grupos, o armazenamento puramente térmico e o armazenamento termoquímico, estas opções estão resumidas na Figura 15.

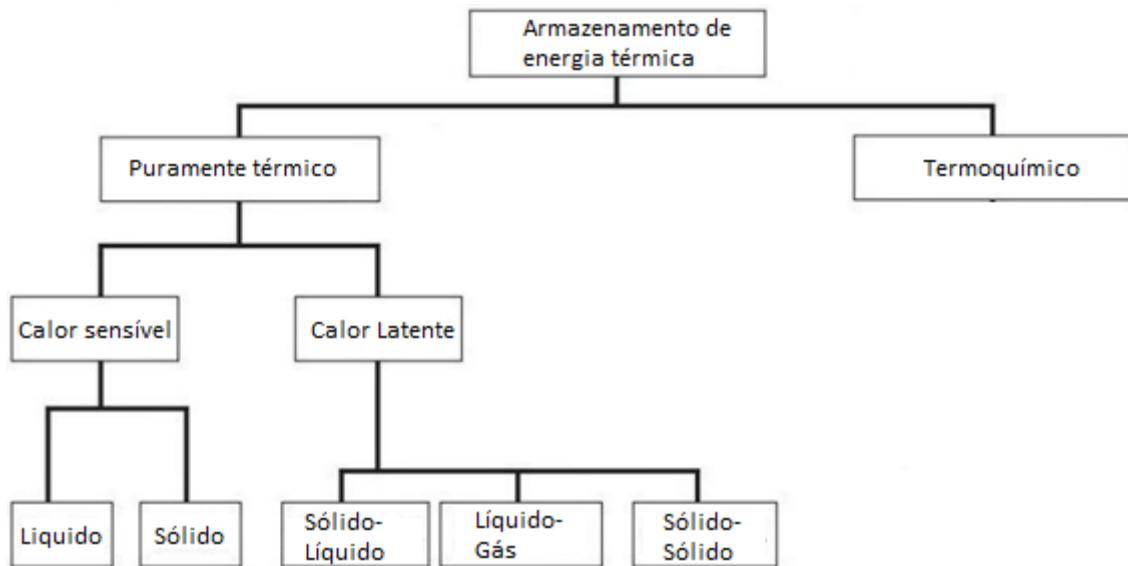


Figura 15 - Formas de armazenamento térmico

Fonte: Sarbu *et al.*, (2018), adaptado pelo autor

No armazenamento térmico o HTF fornece e recebe calor do Meio de Armazenamento (em inglês *Storage Medium – SM*) ou de reações químicas exotérmicas e endotérmicas. O armazenamento térmico apresenta algumas vantagens em relação ao armazenamento elétrico em baterias, como maior densidade energética e menor custo (DUNHAM *et al.*, 2014). A Figura 16 mostra os fluxos de energia de uma planta heliotérmica com armazenamento, nela é possível ver como o sistema de armazenamento prolonga a geração de energia final mesmo nas horas sem a disponibilidade do recurso solar.

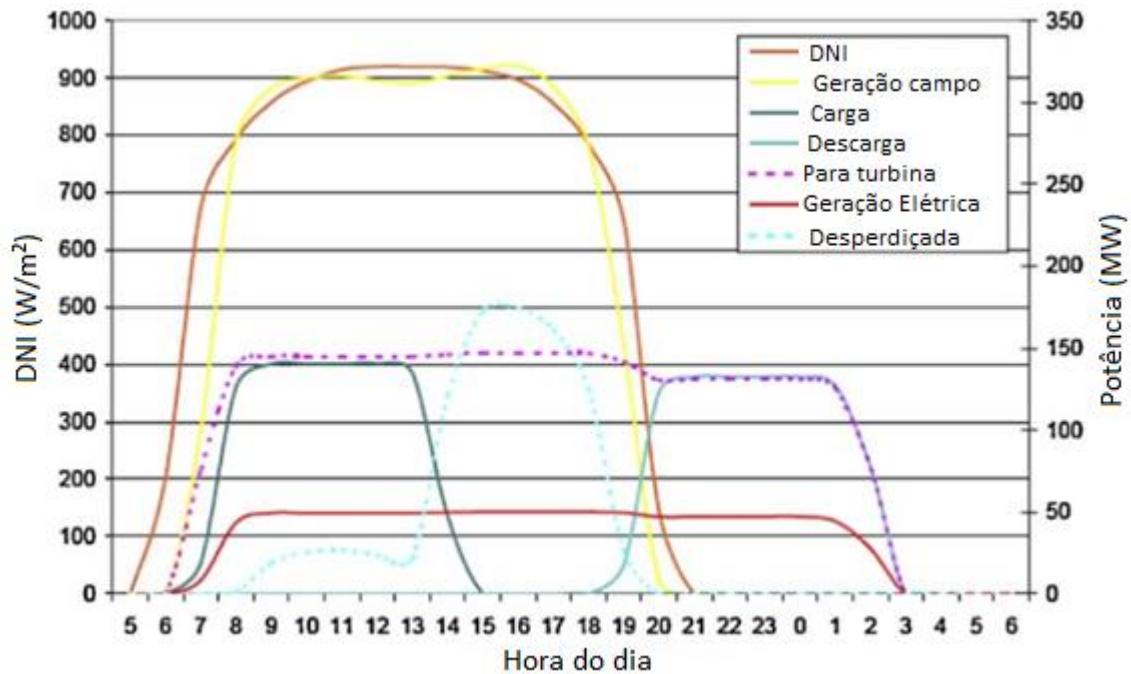


Figura 16 - Fluxos de energia de uma planta heliotérmica

Fonte: Medrano *et al.*, (2010)

O tipo de armazenamento mais utilizado em plantas heliotérmicas é o armazenamento puramente térmico (IEA-SHC, 2020, NREL, 2019a). De acordo com a Figura 15, este tipo de armazenamento pode ser feito através de calor sensível ou latente. Quando a energia térmica é armazenada através de calor sensível, a quantidade de energia armazenada é proporcional à variação de temperatura do SM, quando o armazenamento ocorre através do calor latente a quantidade de energia térmica armazenada é proporcional à quantidade de massa do SM que mudou de fase (VAN WYLEN *et al.*, 2009). Outras duas classificações são adotadas para sistemas de armazenamento térmico: i) ativo ou passivo; e ii) direto ou indireto. O sistema é ativo quando a transferência de calor ocorre por convecção, ou seja, o HTF e o SM estão em movimento, e a troca térmica ocorre através de um trocador de calor. No caso do armazenamento passivo o SM é sólido e o HTF passa pelo meio de armazenamento ao fornecer e receber calor. Para o caso de sistemas diretos o meio de armazenamento e o HTF são a mesma substância, no sistema indireto são substâncias diferentes (GIL *et al.*, 2010). O sistema mais comum em plantas heliotérmicas de foco linear é o sistema com dois tanques de sal fundido, um quente e um frio (NREL, 2019a), como o sistema mostrado na Figura 17.

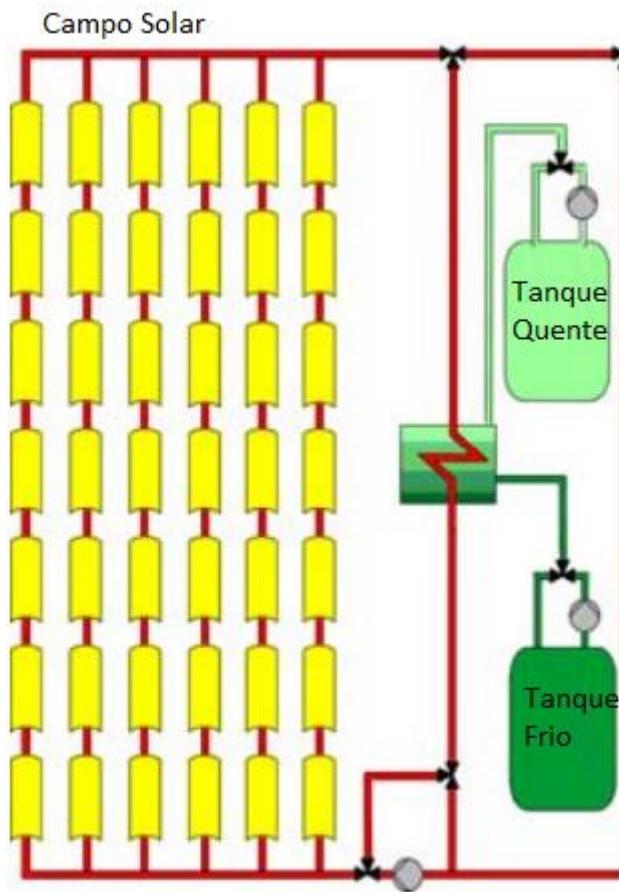


Figura 17 - Sistema de armazenamento em dois tanques

Fonte: Herrmann *et al.*, (2004)

Este sistema armazena calor sensível, é ativo e pode ser direto ou indireto dependendo do HTF. Na fase de carga, o HTF fornece calor para o meio de armazenamento que sai do tanque frio, recebe calor e é armazenado no tanque quente, onde permanece durante a fase de armazenamento. Na fase de descarga, o SM se desloca do tanque quente para o tanque frio fornecendo calor para o HTF e permanece neste tanque até a próxima fase de carga. O SM utilizado com mais frequência em plantas heliotérmicas é o Solar Salt (NREL, 2019a).

Esta seção finaliza a apresentação da tecnologia heliotérmica de foco linear utilizada em plantas SHIP. A seção 2.2 apresentará os principais modelos matemáticos utilizados para análise de plantas heliotérmicas.

2.2 Modelos Matemáticos para Tecnologia Heliotérmica

De acordo com Hürlimann, (1999) um modelo é “uma analogia de um determinado objeto, processo ou fenômeno de interesse. Ele é utilizado para explicar, prever ou controlar um evento ou processo.” ou “... uma imitação, um padrão, um *template* ou um objeto idealizado que representa o objeto de interesse” ou, de acordo com Hall *et al.*,

(1977), "... uma formalização das premissas que permitem testar as hipóteses representadas pelas equações contidas nele". A partir destas definições é possível concluir que existem vários tipos de modelo que podem variar desde um modelo físico, como uma maquete, até um modelo matemático.

Um modelo matemático representa um sistema, processo ou objeto através de formulação matemática. Esta formulação baseia-se em: i) parâmetros, que representam os dados, conhecidos; ii) variáveis, que representam valores não conhecidos e devem ser determinados através de; iii) relações, que são equações ou inequações e relacionam variáveis entre si. (HART *et al.*, 2012). Assim, um modelo matemático pode ser definido como uma representação abstrata do objeto de interesse através de variáveis, parâmetros e suas relações (equações e inequações).

Os modelos são utilizados para representar objetos do mundo real de forma a ajudar a solucionar problemas relacionados à estes objetos (TAHA, 2017). Dessa forma, é necessário não apenas representar o fenômeno de interesse, mas também garantir que essa representação ajude a solucionar problemas relacionados ao fenômeno em questão. A metodologia para solução de problemas reais através de formulação matemática é apresentada na Figura 18 e compreende quatro etapas. A primeira etapa é chamada de modelagem ou formulação. Nela, a partir da observação do sistema real, o modelo matemático é construído através da determinação de parâmetros, variáveis e relações capazes de representar o sistema real. Uma vez que o modelo está formulado aplicam-se métodos matemáticos para solucionar o problema e gerar dados de saída, ou conclusões do modelo. O fato de modelos matemáticos serem capazes de representar o fenômeno de interesse através de formulação matemática permite que a solução seja alcançada através de processamento computacional, o que é visto como uma vantagem da aplicação desses modelos (HILLIER *et al.*, 2010)

Não obstante, como os modelos matemáticos são uma representação abstrata, é necessário interpretar seus resultados de forma identificar se os dados gerados pelo modelo são coerentes, ou seja, se estes dados apresentam correlação significativa com o problema real e representam o objeto de interesse. Uma forma de garantir se essa correlação é significativa é através de testes do modelo, como será feito na etapa de validação do modelo e nas rodadas de desempenho conduzidas na seção 4.1. Por fim, mesmo que a conclusão seja significativa, é necessário avaliar se essas conclusões são adequadas para solucionar o problema representado. Caso as conclusões não sejam adequadas o processo é repetido até que a solução do modelo matemático seja capaz de solucionar o problema

representado. Arenales, (2007) ainda indica uma quinta etapa para resolução do problema a partir de representação matemática, além das quatro etapas apresentada na Figura 18: i) definição do problema; ii) construção do modelo; iii) solução do modelo; iv) validação do modelo. De acordo com o autor, a quinta etapa é a fase de implementação do modelo e cuida da aplicação dos resultados do modelo no fenômeno real representado.

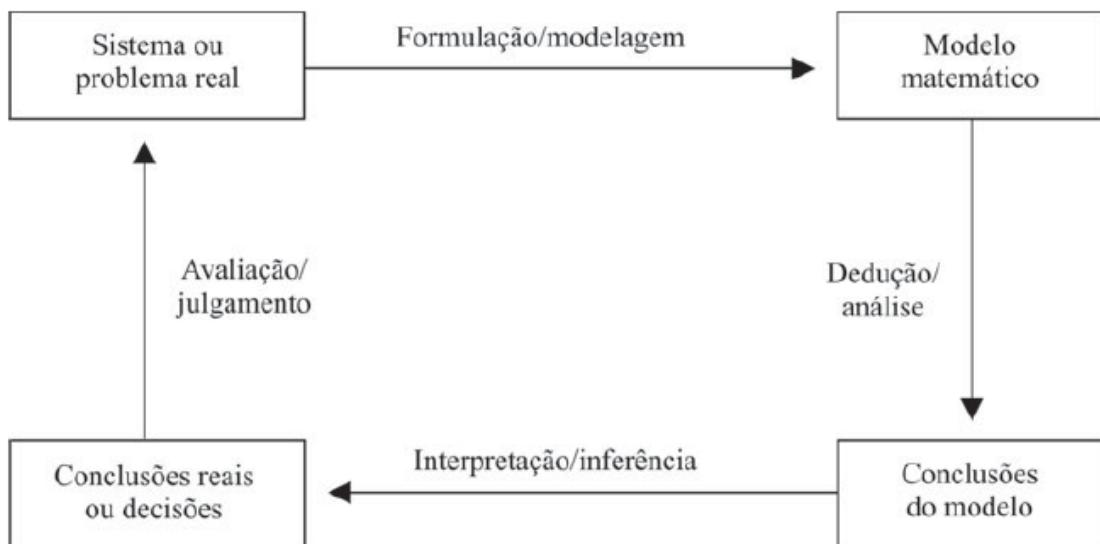


Figura 18 - Metodologia para solução de um problema utilizando modelagem matemática

Fonte: Arenales, (2007)

Benedini *et al.*, (2013) apresentam modelos de otimização como ferramentas capazes de encontrar, a partir de determinadas condições, uma solução considerada ótima dentre todas as opções possíveis. Esta solução é alcançada através da determinação das Variáveis de Decisão, que são quantidades a serem determinadas durante a solução do modelo (etapa iii.). Essas variáveis são representadas através de uma variável de performance geral do sistema como por exemplo o lucro de uma empresa. Essa variável geral compõe a função mais importante do modelo de otimização: a Função Objetivo (FO) (HILLIER *et al.*, 2010). Esta função recebe esse nome justamente por fornecer ao modelo a direção associada (maximizar ou minimizar) à variável geral da solução ótima para o modelo (REMME *et al.*, 2009). Além da função objetivo, um modelo de otimização utiliza outros tipos de função, as restrições, cujo objetivo é determinar os limites de valores que as variáveis (de decisão ou não) podem assumir (BENEDINI *et al.*, 2013). Assim, o modelo de otimização é prescritivo, ou seja, recomenda decisões ou alternativas entre todas as possíveis, escolhendo as variáveis de decisão para maximizar ou minimizar a função objetivo.

Existem diferentes tipos de modelos de otimização. O tipo de modelo é definido pelo tipo de equações, variáveis e parâmetros que contém, e define quais métodos matemáticos podem ser aplicados para sua solução. O modelo pode ser linear, onde todas as equações do modelo, incluindo a função objetivo e as restrições são lineares; inteiro, que trabalha com variáveis de decisão que só podem assumir valores inteiros¹³; dinâmico, onde o problema original pode ser decomposto em problemas menores; modelo de rede, um tipo específico de problema linear onde o sistema é representado como uma rede; ou modelos não lineares, que incluem funções não lineares como polinomial, exponencial e logarítmica (TAHA, 2017).

Em contraste aos modelos de otimização existem também os modelos de simulação. Estes modelos são descritivos, uma vez que avaliam decisões específicas, ou seja, medem a performance do sistema a partir de condições iniciais (TAHA, 2017).

Um modelo comumente utilizado em estudos sobre heliotérmica no Brasil é o *System Advisor Model* (SAM) (BURGI, 2013, LODI, 2011, MLAGUETA *et al.*, 2013, 2014, MILANI *et al.*, 2017, 2020, SORIA, 2011, SORIA *et al.*, 2015, 2016). Este modelo de simulação foi desenvolvido pelo laboratório estadunidense de energia renovável (NREL) e pela universidade de Wisconsin. Esta ferramenta simula a performance técnico-econômica de plantas de geração de energia renovável e desde sua versão 2016 conta tanto com CSP quanto com plantas SHIP (NREL, 2016). Os principais resultados analisados são: i) energia gerada anualmente; ii) fator de capacidade; iii) Valor Presente Líquido; iv) eficiência de primeira lei e v) Taxa interna de retorno (NREL, 2019b).

Existem diversas ferramentas capazes de simular plantas heliotérmicas e seus componentes. Ho (2008) classifica estas ferramentas em três níveis, como mostra a Figura 19. No primeiro nível, também chamado de nível de *input*, encontram-se as ferramentas que analisam as propriedades dos componentes de uma planta heliotérmica como a reflectância dos espelhos, por exemplo. Os resultados dos modelos do primeiro nível (inferior) servem de *input* para o segundo nível (intermediário) que simula a performance dos componentes da planta. As ferramentas do terceiro nível utilizam os resultados dos modelos do nível intermediário, estes modelos analisam a performance da planta como um todo (Ho, 2008). Nesta classificação o MESH se situa no segundo e terceiro níveis uma vez que calcula tanto o desempenho dos componentes do campo solar (a partir dos

¹³ Caso algumas variáveis de decisão sejam inteiras e outras não-inteiras o problema é denominado misto-inteiro (HILLIER *et al.*, 2010)

quais escolhe a configuração de menor custo) quanto à performance da planta como um todo.

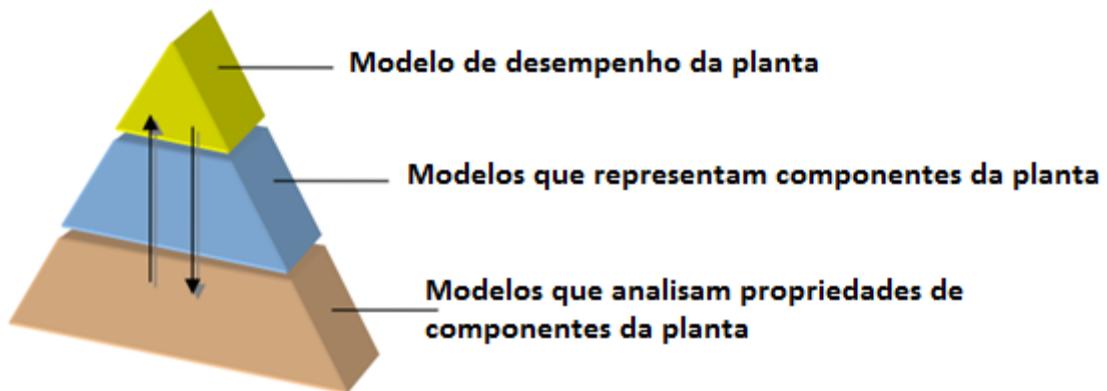


Figura 19 - Tipos de ferramenta de simulação de plantas heliotérmicas

Fonte: HO, (2008)

Diversos modelos foram desenvolvidos para a simulação de plantas heliotérmicas nos três níveis, assim como modelos conhecidos como *Integrated Assessment Models* (IAM) que analisam o sistema energético e consideram diversas tecnologias, inclusive heliotérmica. Neste tipo de ferramenta resultados de performance de plantas heliotérmicas (resultados dos modelos do nível superior), como geração anual de energia, fator de capacidade e custo nivelado, são utilizados como dados de entrada e representam esta opção tecnológica no sistema energético (ROCHEDO, 2016).

Como visto, existem diversos estudos que modelaram plantas solares térmicas através de modelos matemáticos, entre as ferramentas utilizadas nestes estudos, modelos de simulação são mais frequentes (HO, 2008, PITOT DE LA BEAUJARDIERE *et al.*, 2018, SANDÁ *et al.*, 2019, SHARMA *et al.*, 2017b). A Tabela 2 apresenta os modelos de simulação de plantas solares térmicas mais comuns em estudos acadêmicos. Nesta tabela é possível ver a carência de modelos matemáticos que trabalham na faixa de média temperatura, uma vez que nos dez modelos apresentados na Tabela 2, oito tratam do aquecimento de água e não da geração de vapor. O que indica que tratam de coletores planos e baixas temperaturas. Além do fato da maioria dos modelos apresentados na Tabela 2 tratarem de aquecimento de água, todos são modelos de simulação e não de otimização, o que também mostra uma carência de modelos de otimização para a tecnologia solar térmica.

Tabela 2 - Modelos de SHIP mais utilizados em estudos acadêmicos

Modelo	Aplicação
F - Chart	Aquecimento de água
T*SOL	Aquecimento de água
Polysun	Aquecimento de água
RET Screen International	Aquecimento de água
Helios-Chart	Aquecimento de água
TetoDim	Aquecimento de água
Solterm	Aquecimento de água
Solar Energy	Aquecimento de água
TRNSYS	Aquecimento de água e geração de vapor
SAM	Aquecimento de água e geração de vapor

Fonte: Sharma *et al.*, (2017b)

Modelos de otimização podem ser utilizados para diferentes níveis de análise dentro do setor energético. Guedes, (2019) desenvolveu um modelo de otimização para o setor de refino brasileiro. González Mahecha, (2018) desenvolveu um modelo de otimização para análise de *Nearly Zero Energy Buildings*. No que tange a modelos de otimização para a tecnologia heliotérmica, diversos estudos avaliaram o papel de plantas CSP e do armazenamento térmico no sistema energético (DE MEYER *et al.*, 2019, FICHTER *et al.*, 2017, SORIA *et al.*, 2016). Outra análise realizada para plantas heliotérmicas através de modelos de otimização é a otimização da operação de algum componente específico, como trocadores de calor ou o sistema de armazenamento (CASATI *et al.*, 2015, DIEMUODEKE *et al.*, 2019, GHOBEITY *et al.*, 2011, LENERT *et al.*, 2012, NITHYANANDAM *et al.*, 2011, PETERSEIM *et al.*, 2014). No conhecimento do autor, não existe na literatura científica um modelo de otimização para plantas heliotérmica que indique a melhor configuração de campo solar, e a performance da planta com esta configuração, como o modelo desenvolvido nesta tese.

Em modelos de otimização representativos de todo sistema energético, em que as plantas heliotérmicas são opções tecnológicas, são construídos fluxos de energia desde o recurso até o uso final (HAINOUN *et al.*, 2010). Consideram-se as transformações de: i) recurso em energia primária; ii) energia primária em energia secundária; iii) energia secundária em energia final e iv) energia final em energia útil, representada pelo vetor de demanda. Desta forma, os parâmetros de entrada são: i) disponibilidade de cada recurso e ii) opções tecnológicas, representadas por parâmetros como eficiência, custo, fator de capacidade e fator de emissão (ROCHEDO, 2016). É comum que as variáveis de decisão destes modelos sejam a capacidade instalada de cada tecnologia (GONZÁLEZ MAHECHA,

2018). A capacidade instalada do sistema energético deve ser capaz de atender à demanda, que pode ser exógena, conhecida e fornecida ao modelo pelo analista ou endógena, calculada pelo próprio modelo.

Os modelos de análise integrada podem ser utilizados para avaliar o sistema energético como um todo. Estes modelos se mostram adequados para esta aplicação, pois são capazes de analisar aspectos econômicos, sociais e ambientais relacionados ao sistema energético (VAN VUUREN, 2015). Existem diferentes tipos de IAMs, desde modelos simples, que calculam apenas uma relação custo-benefício, e modelos mais complexos, capazes de apreender a influência de determinada escolha tecnológica ou política em outros setores da economia (GUEDES, 2019).

A Figura 20 apresenta esquematicamente a estrutura de um modelo representativo de um sistema energético. Nesta figura, as linhas verticais representam os recursos e formas de energia (primária, secundária, final ou útil) e as caixas horizontais as opções tecnológicas. Outros aspectos importantes representativos de sistemas energéticos são o período de análise e a resolução temporal. O período de análise é o horizonte de tempo analisado pelo modelo, enquanto a resolução temporal é o intervalo da análise.

O modelo desenvolvido no presente trabalho não considera um sistema energético, mas uma planta de coletores concentradores de foco linear. Desta forma, as opções tecnológicas são opções de componentes do campo solar: concentradores, receptores e fluido de trabalho. O dado de entrada de recurso é a DNI, e a demanda é representada pela potência térmica e temperatura do calor. A resolução temporal é horária com o período de análise de um ano. Como principais resultados, o modelo fornecerá a configuração do campo solar de menor custo (através de características como área do campo solar, número de coletores por *loop*, número de *loops*, modelo do coletor e do HTF), e parâmetros de desempenho da planta, como energia gerada pelo campo solar, sistema de armazenamento e sistema de *backup*, assim como o custo de cada um destes sistemas. Estes resultados podem ser utilizados como parâmetros de entrada, representativos de opções de tecnologia heliotérmica em diferentes regiões (diferentes DNIs) em modelos de análise integrada.

A seguir, o capítulo 3 apresentará o modelo em maiores detalhes assim como a metodologia utilizada para desenvolvê-lo.

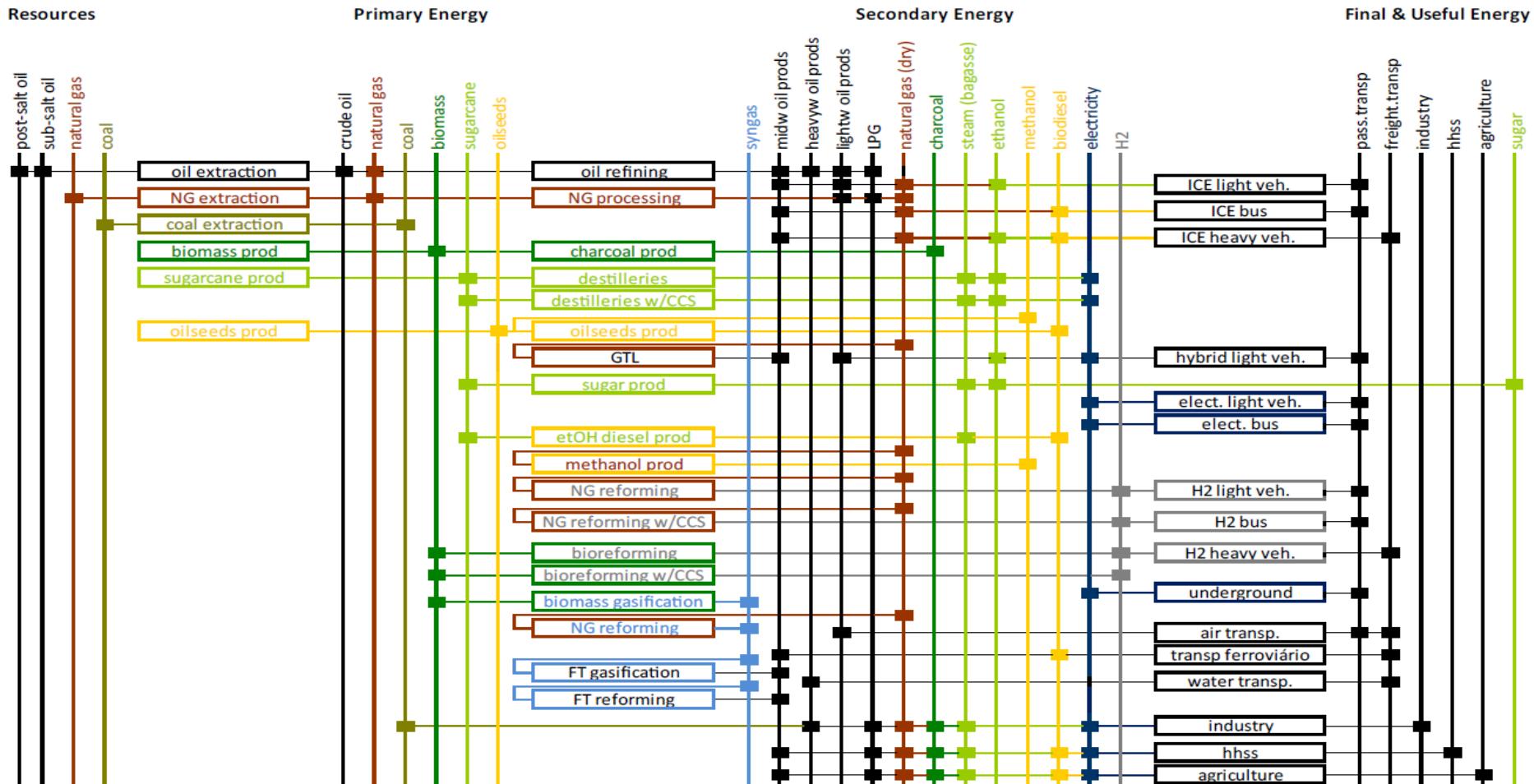


Figura 20 - Exemplo da estrutura de um modelo de otimização que representa um sistema energético

Fonte: Nogueira de Oliveira *et al.*, (2016)

3 Metodologia

Como apresentado na seção 2.2, a construção de um modelo matemático de otimização é feita através da definição de parâmetros, variáveis e relações capazes de representar o sistema em questão. Este capítulo apresenta como estes itens foram definidos e incorporados no MESH, que representa uma planta SHIP de coletores concentradores de foco linear, considera uma demanda exógena, período de análise um ano e resolução temporal horária. Como será visto na seção 3.2.3, a resolução temporal horária permite capturar efeitos meteorológicos como a presença de nuvens e variação na intensidade da DNI devido ao movimento de rotação da Terra (NREL, 2016).

As relações do MESH podem ser de quatro tipos: i) relações de balanço da quantidade de energia; ii) relações de balanço de qualidade de energia; iii) relações representativas das opções tecnológicas e iv) relações da função objetivo. As relações de balanço de quantidade de energia garantem que a demanda seja atendida em termos de quantidade, representada no vetor de demanda pela potência. Estas relações são responsáveis por calcular a área do campo solar e a quantidade de energia proveniente das três fontes de calor do sistema SHIP: i) campo solar, ii) sistema de armazenamento e iii) sistema de *backup*. As relações referentes à quantidade de energia são tratadas na seção 3.2.5. As relações de balanço de qualidade de energia são as relações que garantem que o sistema atenda à demanda em termos de qualidade, representada no vetor de demanda pela temperatura. Estas relações são responsáveis por calcular os resultados referentes ao número de coletores por *loop*, o número de *loops* e a massa de HTF no campo solar. Estas relações são tratadas na seção 3.2.6. As relações representativas das opções tecnológicas representam características destas opções como função de parâmetros ou variáveis do modelo, entre elas estão as relações de eficiência do coletor (apresentadas na seção 3.2.3) e de capacidade térmica e massa específica dos fluidos de trabalho (apresentadas na seção 3.2.4). Por fim, as relações da função objetivo englobam a função propriamente dita, ou seja, as relações de custo, e as variáveis binárias de decisão, sendo apresentadas na seção 3.2.2. Apesar dessa classificação as relações do modelo se comunicam uma vez que as variáveis determinadas por relações de um grupo alimentam as relações dos outros grupos. A Figura 21 apresenta o fluxograma que relaciona os *inputs* do modelo com as equações e o *output*. Nessa figura, as caixas amarelas indicam dados de entrada, as azuis equações e as verdes os resultados do modelo.

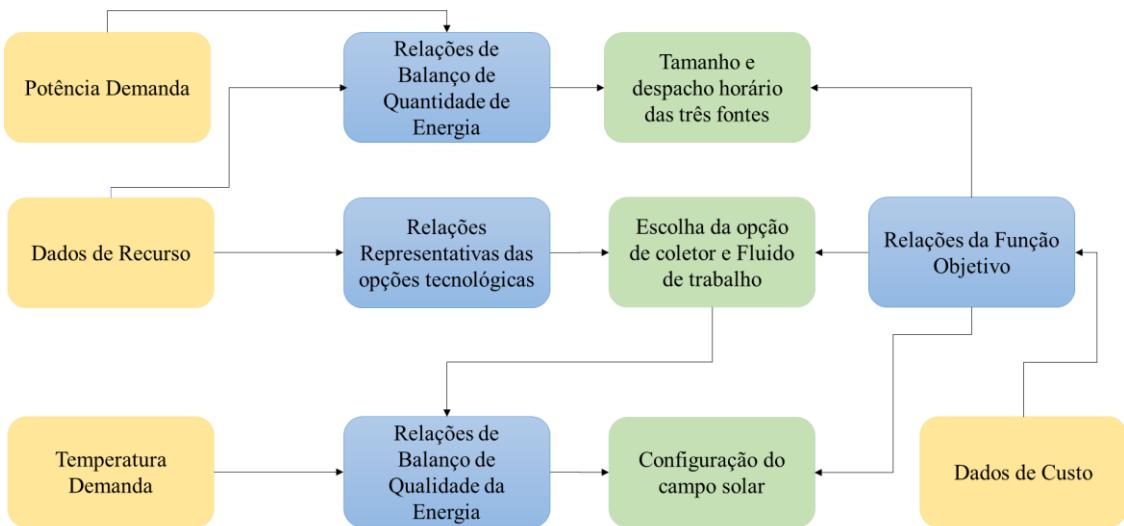


Figura 21 - Relação entre dados de entrada, equações e dados de saída do MESH

Fonte: Elaboração própria

Além das relações entre equações e dados de entrada e saída apresentadas, o desenvolvimento do MESH também necessitou do desenvolvimento de uma metodologia específica para a determinação das relações representativas das opções tecnológicas. Para apresentar essa metodologia é necessário definir os diferentes tipos de parâmetros do MESH, que podem ser classificados em : i) parâmetros livres; ii) parâmetros constitutivos diretos iii) parâmetros constitutivos indiretos. Os parâmetros livres são aqueles que não influenciam nas relações constitutivas do modelo, são *inputs* e podem ser modificados pelo analista em análises de sensibilidade. Neste grupo estão os parâmetros de custo unitário dos coletores, sistema de armazenamento e HTF. Os parâmetros constitutivos diretos, são aqueles que compõem as relações constitutivas do modelo, como a inclinação e ponto de interseção das retas de capacidade térmica e densidade dos HTFs. Por fim, os parâmetros constitutivos indiretos são parâmetros que representam características das opções de componentes, influenciam nos parâmetros das equações constitutivas e não podem ser alterados. Um exemplo de parâmetro constitutivo indireto é a área dos coletores, estes não fazem parte das relações constitutivas, mas influenciam nos coeficientes angular e de interseção da reta.

Os parâmetros do primeiro e terceiro grupos são gerados a partir do banco de dados obtidos diretamente da literatura. Os parâmetros do segundo grupo podem ser obtidos através do tratamento de dados da literatura, através de dados de operação de plantas heliotérmicas reais ou através de simulações em ferramentas de engenharia de processo.

Os parâmetros do segundo e terceiro grupo são parâmetros utilizados para gerar as relações representativas das opções tecnológicas do modelo. A metodologia para gerar as equações representativas das opções tecnológicas pode ser apresentada em etapas.

A primeira etapa da metodologia consiste na construção de um banco de dados com parâmetros representativos das opções de componentes das tecnologias analisadas. Como visto, serão consideradas as tecnologias de foco linear, Cilindro Parabólico e Fresnel. Para a tecnologia de Cilindro Parabólico serão consideradas 48 opções sistema coletor, enquanto para tecnologia Fresnel serão consideradas 25 opções. Também serão consideradas duas opções de HTF. Com estas opções definidas recorre-se à literatura para montar o banco de dados com parâmetros e características dessas opções tecnológicas.

A partir do banco de dados, os parâmetros podem ser utilizados de três formas: i) para alimentar o modelo diretamente; ii) gerar linhas de tendência a partir de gráficos de dispersão ou iii) para realizar simulações, cujos resultados também alimentam o modelo.

Na metodologia desenvolvida nesta tese, as simulações também são utilizadas para gerar gráficos de dispersão. Estes gráficos de dispersão relacionam propriedades das opções tecnológicas com dados de entrada e variáveis do modelo. Para as opções tecnológicas de coletor, a eficiência é relacionada com os índices de DNI. Para as opções tecnológicas de HTF a capacidade térmica e massa específica são relacionadas com a temperatura do fluido de trabalho.

A partir destes gráficos de dispersão linhas de tendência são traçadas. Estas linhas são analisadas, identificando a função que melhor representa a dispersão. Caso a linha de tendência represente a dispersão de forma significativa e seja linear, é introduzida no modelo. Caso a linha de tendência não seja linear, ela é linearizada e introduzida no modelo. Caso as linhas não representem a dispersão de forma significativa os dados são tratados, considerando hipóteses sobre o comportamento do sistema heliotérmico, e novas linhas de tendência são geradas. Caso seja necessário, estas novas linhas de tendência são linearizadas e introduzidas no modelo. A opção pela linearização visa à redução do tempo de processamento do modelo (GALLEGO *et al.*, 2014). Finalmente, as equações das linhas de tendências (representativas das opções tecnológicas) são introduzidas via uma linguagem de otimização *open-source*.

A Figura 22 apresenta esquematicamente a metodologia desenvolvida nesta tese para gerar as relações representativas das opções tecnológicas.

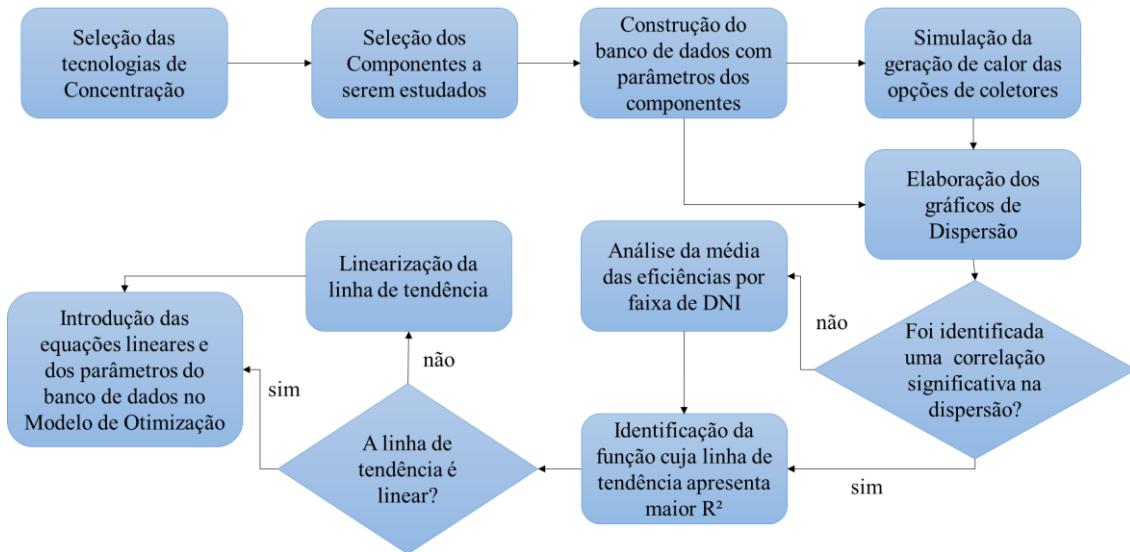


Figura 22 – Metodologia para introdução das relações representativas das opções tecnológicas no MESH

Fonte: elaboração própria

Uma vez que os quatro tipos de relações, suas variáveis e os três tipos de parâmetros foram introduzidos no modelo é realizada uma rodada de validação, cujo objetivo é comparar os resultados do MESH com os resultados de outros modelos capazes de calcular o desempenho de plantas heliotérmicas.

3.1 Construção do banco de dados

Esta seção visa apresentar como o banco de dados que alimenta o MESH foi construído.

Para tal, a seção 3.1.1 apresenta o SAM, ferramenta de simulação utilizada nesta tese tanto para simular a geração de calor dos coletores quanto como fonte de dados. Apesar do SAM ter sido a ferramenta escolhida para o desenvolvimento do MESH, as simulações poderiam ter sido realizadas em outra ferramenta de simulação, assim como os dados poderiam ser obtidos em outra fonte. Além da ferramenta SAM, os dados que compõem o banco de dados do MESH foram retirados da literatura científica e manual de fabricantes.

3.1.1 System Advisor Model – SAM

O SAM é uma ferramenta de simulação que calcula o desempenho técnico-econômico de plantas de geração de energia renovável. Para tal, é necessário que os parâmetros técnicos, financeiros e climáticos (determinados pela localidade) sejam definidos pelo usuário (NREL, 2019b). A versão mais recente da ferramenta é a versão 2020.2.29 (NREL, 2020).

Nesta versão, é permitido ao analista simular plantas com as quatro tecnologias heliotérmicas para plantas CSP e com as duas opções de foco linear para plantas SHIP.

Para a opção SHIP-PTC, considera-se um sistema indireto, com diversas opções de fluido

de trabalho, incluindo óleos térmicos e sais fundidos (NREL, 2020). Para o sistema Fresnel apenas a opção DSG está disponível (NREL, 2020).

Há divergência também no modelo financeiro disponível para cada opção de planta (CSP ou SHIP). Para plantas geradoras de calor de processo, o modelo é simplificado e calcula o custo nivelado do calor gerado¹⁴. Para as opções de geração de energia elétrica é possível escolher diferentes modelos financeiros representativos dos tipos de contrato de energia elétrica estadunidense (NREL, 2020).

Uma vez que a tecnologia e o modelo financeiro são escolhidos, a janela específica de cada tecnologia é apresentada. Esta janela é dividida em abas temáticas, referentes à componentes ou grupos de componentes da planta. No desenvolvimento do MESH, o SAM é utilizado para estimar os parâmetros constitutivos diretos de coeficiente angular e de interseção das retas de eficiência por DNI, a metodologia utilizada para gerar estas retas será apresentada na seção 3.2.3. O resultado de interesse das simulações feitas no SAM é o calor gerado pelos coletores em diferentes localidades (índices de DNI) em base horária. Desta forma, as abas consideradas para tecnologia PTC são: i) *Location and Resources*; ii) *Solar Field*; iii) *Collector* e iv) *Receiver*. Enquanto para a tecnologia Fresnel são: i) *Location and Resources*; ii) *Solar Field*; iii) *Collector and Receiver*.

Na aba *Location and Resources* a localidade é definida. Cada localidade contém dados horários de DNI e GHI, velocidade média do vento e da temperatura ambiente média. Na aba *Solar Field* são definidos os parâmetros do campo solar como área de reflexão, fluido de trabalho e número de coletores por *loop*. Para a opção PTC, os concentradores e receptores são apresentados em abas separadas enquanto para a tecnologia Fresnel são definidos na mesma aba. A tecnologia PTC é a mais difundida, o que faz com que o modelo apresente opções comerciais tanto de concentradores quanto de receptores. Por esse motivo os concentradores e receptores são apresentados em duas abas. A tecnologia Fresnel é menos difundida, desta forma, não são apresentados modelos comerciais, e o analista escolhe o Método de Caracterização Ótica, o comprimento e a largura do coletor (NREL, 2020). As opções comerciais de concentrador PTC disponíveis no SAM, seu comprimento e área de reflexão (ambos parâmetros constitutivos indiretos) são apresentadas na Tabela 3, enquanto na Tabela 4 as opções comerciais de receptores PTC e seu diâmetro interno (também parâmetro constitutivo indireto). As propriedades

¹⁴ O custo nivelado da energia seja ela calor ou eletricidade é o preço requerido por uma planta capaz de recuperar os custos fixos e variáveis, considerando uma taxa de retorno e vida útil desta planta (IRENA, 2012a)

apresentadas nestas tabelas compõem o banco de dados das opções tecnológicas analisadas.

Tabela 3 - Opções de concentrador PTC disponíveis no SAM v.2020.2.29

Fabricante	Modelo	área de reflexão(m ²)	Comprimento (m)
Albiasa Solar	AT150	817,5	150
EuroTrough	ET150	817,5	150
FLABEG	RP6	1720	247
Luz Solar	LS-2	235	49
Luz Solar	LS-3	545	100
Siemens	SunField 6	545	95,2
SkyFuel	SkyTrough	656	115
SolarGenix	SGX-1	470.3	100

Fonte: NREL, (2020)

Tabela 4 -Opções de receptor PTC disponíveis no SAM v.2020.2.29

Fabricante	Modelo	Diâmetro Interno (m)
RoyalTech	RTUVR 2014	0,066
Schott	PTR70	0,066
Schott	PTR80	0,076
Siemens	UVAC 2010	0,066
Solel	UVAC 3	0,066
TRX-Solar	TRX70-125	0,066

Fonte: NREL, (2020)

Os principais resultados do SAM para simulação de plantas SHIP são a geração de energia, bruta e líquida¹⁵, o fator de capacidade e o custo nivelado do calor. Para as opções de geração de energia elétrica os resultados são mais completos e incluem o fluxo de caixa do empreendimento, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o uso anual de água (NREL, 2020). Além destes resultados, o SAM também permite a análise de resultados intermediários como a geração de calor no campo solar e o calor fornecido ao sistema de armazenamento (NREL, 2019b). Os resultados intermediários serão os resultados utilizados nesta dissertação para elaboração das relações de eficiência em função da DNI. Estes resultados e como foram introduzidos no MESH são apresentados na seção 3.2.3.

3.1.2 Fontes de dados da literatura

Além das fontes que embasaram as premissas apresentadas no capítulo 2, outras fontes da literatura foram consultadas para que se criasse o banco de dados que alimenta o

¹⁵ Geração bruta é a geração total da planta, enquanto a geração líquida é a geração bruta menos os gatos energéticos para que a planta opere

MESH. Janz *et al.*, (1979) e Solutia, (1998) foram as referências utilizadas para as propriedades do Solar Salt e Therminol VP-1, respectivamente.

3.2 Modelo de Otimização

Como apresentado, o modelo de otimização desenvolvido nesta tese visa determinar a configuração e o desempenho da planta SHIP de menor custo. No MESH a demanda é exógena, assim como o recurso solar, ambos com resolução horária para um ano, ou seja, serão vetores ou matrizes com 8760 linhas. É necessário que a demanda seja definida em termos de quantidade, representada pela potência em Watts, e qualidade, representada pela temperatura em graus Célsius. Desta forma a matriz de demanda, será uma matriz 8760 x 2, enquanto o recurso (DNI), será definido pelos valores horários de irradiação em W/m² e representado por um vetor 8760 x 1.

No sistema SHIP considerado, o calor absorvido no campo solar pode ser armazenado como energia térmica, ou utilizado diretamente para atender à demanda do processo industrial. Além destas duas fontes de calor, um sistema de *backup* também é considerado. Sendo assim, as variáveis de decisão do modelo serão a opção de menor custo de coletor, a área do campo solar, o tipo de HTF, a energia proveniente do sistema de armazenamento e do sistema de *backup*.

As seções seguintes detalham a ferramenta de otimização utilizada, GAMS, assim como a metodologia utilizada para definição dos parâmetros, variáveis e relações introduzidas no modelo.

3.2.1 General Algebraic Modelling System – GAMS

De acordo com GAMS, (2020) “O GAMS é uma ferramenta de alto nível para modelagem de sistemas para programação matemática e otimização... Esta ferramenta foi desenvolvida para lidar com problemas matemáticos complexos, de grande escala... O GAMS foi desenvolvido especificamente para modelagem de problemas de otimização lineares, não lineares e misto-inteiros¹⁶”.

A primeira versão comercial da ferramenta data de 1987 (ROSENTHAL, 2014), seus principais objetivos são: i) utilizar uma linguagem algébrica para representação compacta de sistemas complexos; ii) permitir mudanças no modelo de forma simples e segura; iii) não permitir relações algébricas ambíguas; iv) permitir um ambiente amigável para o

¹⁶ Problemas lineares são aqueles em que todas as equações são lineares, problemas não lineares são aqueles em que pelo menos uma das equações é não linear, como funções polinomiais, logarítmicas e exponenciais. Por fim, problemas misto-inteiros são problemas que apresentam variáveis binárias que podem apenas assumir valores zero ou um (WILLIAMS, 2013).

desenvolvimento de modelos onde seja possível começar com um conjunto pequeno de dados e expandi-lo; v) ser auto-documentado¹⁷; vi) ser um sistema *open source*, capaz de interagir com diferentes *solvers*; vii) automatizar o processo de modelagem; viii) permitir a portabilidade de modelos entre diferentes computadores e sistemas operacionais; ix) mudar o *solver* de forma fácil e x) facilitar a troca de dados com outras ferramentas (MCCARL *et al.*, 2014).

A modelagem em GAMS segue uma ordem definida, primeiro são declarados os *sets*, (índices dos parâmetros e variáveis) depois são declarados os parâmetros e as variáveis. Após a definição dos parâmetros e variáveis declaram-se as relações. Por fim, o tipo de problema é definido e o *solver* é acionado. O problema pode ser linear, não linear, misto-inteiro, não linear misto-inteiro e problemas de complementaridade mista (ROSENTHAL, 2014). O problema do modelo desenvolvido nesta tese é um problema não linear misto-inteiro.

Os parâmetros são definidos diretamente a partir de dados de entrada (ou *input*), que podem ser escalares, vetores ou matrizes, enquanto as variáveis são definidas indiretamente, através de relações (equações e inequações) e são calculadas durante otimização (GUEDES, 2019).

O arquivo de saída do GAMS é um arquivo de extensão .lst (*Data List File*) este arquivo, pode ser dividido em três partes. A primeira parte refere-se ao *Compilation Output*, e é resultado da checagem inicial do modelo, nela são apresentados os valores de entrada do modelo e os Mapas de Símbolo, onde os elementos do modelo (*sets*, parâmetros, relações e variáveis) são listados e a linha do código para cada elemento é apresentada. A segunda parte do arquivo de saída refere-se ao *Execution Output*, esta parte é gerada enquanto o GAMS executa a manipulação de dados e exibe as relações com zero do lado direito, que é a forma a partir da qual o *solver* executa seus cálculos. A última parte se refere ao *Solver Output*, que apresenta a lista de equações e variáveis com quatro valores: i) o valor do elemento em si; ii) valor de máximo; iii) valor de mínimo e iv) valor marginal. Nesta seção, as estatísticas do modelo e o resumo da solução também são apresentados, contendo as informações do valor da função objetivo, o número de erros, o número de relações inviáveis e o número de interações necessárias para que o valor ótimo fosse atingido. Caso o valor ótimo não seja atingido uma mensagem de erro é apresentada (GUEDES, 2019).

¹⁷ Um código auto-documentado (*Self-documenting code*) é um código de programação capaz de ser entendido sem recorrer a outras fontes além do próprio código (TOLLEMARK *et al.*, 2016)

Além do arquivo .lst, existe a opção de gerar outro arquivo de saída. Este arquivo é o GAMS *Data eXchange* (GDX). Os arquivos GDX são utilizados para trocar dados do GAMS com outros programas como Python e R. As variáveis e parâmetros contidos neste arquivo são selecionados pelo usuário (GAMS, 2020).

3.2.2 Função objetivo e variáveis binárias

Como apresentado na seção 1.1, a função objetivo do MESH é de minimização de custo da planta SHIP. Os custos considerados foram: i) custo do campo solar ii) custo do HTF; iii) custo do sistema de armazenamento e iv) custo do sistema de *backup*. Estes custos também são variáveis de decisão do modelo, juntamente com as variáveis binárias, conforme ficará mais claro à frente. A função objetivo que minimiza a soma destes custos é apresentada na equação 2, a seguir.

$$MIN(Z) = \sum_C \{ [Cost_{Field_C} + Cost_{Backup_{Backup_total_C}} + Cost_{Stor_total_C}] \times Bin_{Collector_C} \} + \sum_C \sum_{HTF} [Cost_{HTF_total_{C,HTF}} \times Bin_{Collector_C} \times Bin_{HTF_{HTF}}], \quad (2)$$

Em que:

- $Cost_{Field}$ é a variável de decisão que representa o custo de capital do campo solar
- $Cost_{Backup_total}$ é a variável de decisão que representa o custo da utilização do sistema de *backup* durante um ano de operação
- $Cost_{Stor_total}$ é a variável de decisão que representa o custo da utilização do sistema de armazenamento durante um ano de operação
- $Cost_{HTF_total}$ é a variável de decisão que representa o custo de HTF de capital da planta
- $Bin_{collector}$ é a variável binária de decisão dependente da opção de coletor
- Bin_{HTF} é a variável de decisão binária dependente do HTF

Uma vez que a função objetivo foi apresentada é necessário explicar cada uma das variáveis de decisão que a compõem. A variável que representa o custo de capital do campo solar ($Cost_{Field}$), é o resultado da multiplicação do parâmetro livre de custo por área de reflexão do campo solar pela variável que representa área de reflexão do campo solar, como mostra a equação 3. Nesta equação verifica-se que o custo por área de reflexão do campo solar é composto por duas parcelas, a primeira parcela se refere ao custo do coletor solar, enquanto a segunda parcela se refere ao custo do sistema de bombeamento do HTF. Tanto o custo do coletor solar quanto do sistema de bombeamento

do HTF são parâmetros livres e introduzidos no MESH em unidade monetária por área de reflexão do campo solar. Estes custos serão detalhados na seção 3.2.3.

A variável que representa o custo da utilização do sistema de *backup* ao longo do ano ($\text{Cost}_{\text{Backup_total}}$) é o produto da multiplicação do custo da utilização do sistema de *backup* por energia pela soma da potência demandada ao sistema de *backup* ao longo do ano, como mostra a equação 4. Além do custo do sistema de *backup*, a variável que representa o custo da utilização do sistema de armazenamento ao longo do ano ($\text{Cost}_{\text{Stor_total}}$) também é produto do custo unitário da utilização deste sistema por energia multiplicado pela soma da potência utilizada ao longo de um ano de operação, como mostra a equação 5. Tanto o custo unitário do sistema de *backup* quanto do sistema de armazenamento são parâmetros livres, introduzidos no modelo em unidade monetária por energia. Desta forma, representam custos de operação e manutenção da planta, estes dois custos serão detalhados na seção 3.2.5.

Por fim, a variável que representa o custo do HTF ($\text{Cost}_{\text{HTF_Total}}$) é o custo por massa do fluido de trabalho multiplicado pela massa do fluido de trabalho no campo solar, que é calculada indiretamente, multiplicando a massa de HTF em um coletor pelo número de coletores por *loop* e pelo número de *loops* do campo solar, como mostra a equação 6. Este custo também é um parâmetro livre e é introduzido no modelo em unidade monetária por massa de HTF.

$$\text{Cost}_{\text{Field}_C} = A_{\text{Field}_C} \times (\text{Cost}_{\text{Collector}_C} + \text{Cost}_{\text{HTF_System}_C}), \quad (3)$$

$$\text{Cost}_{\text{Backup_total}_C} = \sum_t (P_{\text{Backup}_{C,t}} \times \text{Cost}_{\text{Backup}}), \quad (4)$$

$$\text{Cost}_{\text{Stor_total}} = \sum_t (P_{\text{Storage_in}_{C,t}} \times \text{Cost}_{\text{Stor}}), \quad (5)$$

$$\text{Cost}_{\text{HTF_total}_{C,HTF}} = M_{\text{HTF_C}_{C,HTF}} \times N_{\text{loops}_{C,HTF}} \times N_{\text{Collector}_{C,HTF}} \times \text{Cost}_{\text{HTF}_{HTF}}, \quad (6)$$

Em que:

- $\text{Cost}_{\text{Collector}}$ é o parâmetro livre do custo por área do coletor
- A_{field} é a variável que representa a área do campo solar
- $\text{Cost}_{\text{HTF_System}}$ é o parâmetro livre de custo por área do sistema de circulação do HTF
- $\text{Cost}_{\text{Backup}}$ é o parâmetro livre de custo específico do sistema de *backup* por energia
- P_{Backup} é a potência proveniente do sistema de *backup* para atender a demanda a cada hora
- $P_{\text{Storage_in}}$ é a potência que entra no sistema de armazenamento

- $\text{Cost}_{\text{Stor}}$ é o parâmetro livre de custo específico do sistema de armazenamento por energia
- Cost_{HTF} é o parâmetro livre do custo do HTF por massa
- $N_{\text{Collector}}$ é a variável que representa o número de coletores por *loop*
- $M_{\text{HTF_C}}$ é a variável que representa a massa de fluido de trabalho em cada coletor
- N_{loops} é a variável que representa o número total de *loops* do campo solar

Neste momento é necessário fazer uma ressalva acerca do custo do sistema de armazenamento. O custo do sistema de armazenamento de uma planta heliotérmica é proporcional à capacidade máxima de armazenamento de energia e não ao uso do sistema ao longo do ano (NREL, 2020). Desta forma, é comumente medido em horas de operação em plena carga (IEA, 2014), o que indica a capacidade máxima de armazenamento de energia deste sistema.

No modelo de otimização, porém, se o custo fosse introduzido na função objetivo apenas considerando a capacidade máxima, o sistema de armazenamento seria utilizado sem custo em todas as horas do ano em que sua capacidade fosse menor que a máxima, dessa forma, o modelo escolheria sempre armazenar energia para que tivesse disponibilidade de utilizá-la, o que acarretaria em um sistema de armazenamento com capacidade de gerar energia em plena carga por semanas, ou até meses, o que não é razoável do ponto de vista de engenharia. Para evitar que isso acontecesse, o custo do sistema de armazenamento, foi introduzido no modelo como o custo por energia multiplicado pela soma da potência armazenada no sistema de armazenamento em todo o ano. No resumo dos resultados, porém, será apresentado o custo de armazenamento referente à capacidade máxima do armazenamento do ano.

Uma vez que a função objetivo e as variáveis de custo foram detalhadas, é necessário fazer uma discussão acerca das duas variáveis binárias presentes na função objetivo, a variável binária dependente do coletor ($\text{Bin}_{\text{Collector}}$) e a variável binária dependente do HTF (Bin_{HTF}) e como estas variáveis foram utilizadas no desenvolvimento do MESH. Como o modelo atende a uma demanda horária utilizando um recurso solar também horário e minimizando o custo, a solução ótima poderia considerar um coletor ou HTF diferente para cada hora do ano, ou até considerar um campo solar composto por coletores PTC e Fresnel. Em termos práticos, isto significaria que uma planta SHIP estaria modificando seu sistema coletor e HTF a cada hora, o que indicaria que todos os parâmetros do campo solar como área de reflexão, número de coletores por *loop* e número

de *loops* pudessem ser modificados a cada hora do ano, o que também não é razoável do ponto de vista da engenharia.

Para fazer com que o modelo escolhesse apenas a opção de coletor e HTF de menor custo para determinada demanda e localidade recorreu-se às variáveis binárias, que assumem valor 0 ou 1¹⁸. Em seguida, foram adicionadas restrições determinando que o somatório das variáveis binárias, para todas as opções de coletor ou HTF fosse igual a 1. Desta forma, o modelo escolhe apenas a opção de coletor e HTF de menor custo e a opção escolhida não pode ser alterada ao longo de todo o período de análise. As equações 7 e 8 apresentam estas relações.

$$\sum_C (Bin_{Collector_C}) = 1, \quad (7)$$

$$\sum_{HTF} (Bin_{HTF_{HTF}}) = 1, \quad (8)$$

A seção 3.2.3, a seguir apresenta a metodologia para introduzir as opções de coletores no modelo.

3.2.3 Parâmetros e equações dos coletores

Esta seção apresenta a metodologia e as relações representativas das opções tecnológicas de coletor solar. Como visto, modelos de otimização representativos de sistemas energéticos geralmente utilizam parâmetros técnico-econômicos como eficiência de primeira Lei, fator de capacidade e custo para determinar suas opções tecnológicas. No modelo desenvolvido nesta tese, porém, a eficiência de primeira lei não será representada como um parâmetro, mas através de uma relação.

O calor gerado a partir de coletores solares é proporcional ao recurso solar (IEA, 2010a). Esta proporção é justamente a eficiência de primeira Lei (η), definida como o calor absorvido pelo coletor dividido pela radiação incidente no coletor, ou seja, energia secundária dividido por energia primária¹⁹, como mostra a equação 9:

$$\eta = \frac{\text{Calor absorvido pelo coletor solar}}{\text{Radiação solar incidente no coletor}} \quad (9)$$

Ocorre que esta proporção não é constante para todos os níveis de irradiação, como mostra a Figura 23. Nela, verifica-se que a maioria dos coletores analisados apresenta

¹⁸ O uso das variáveis binárias é o que faz o modelo ser misto-inteiro.

¹⁹ Energia primária é definida como energia na forma em que foi retirada da natureza (OECD, 2001). Assim no caso da energia solar o recurso solar é a energia primária.

eficiência abaixo de 0,25 para baixos índices de irradiação, e acima de 0,5 para altos níveis de irradiação.

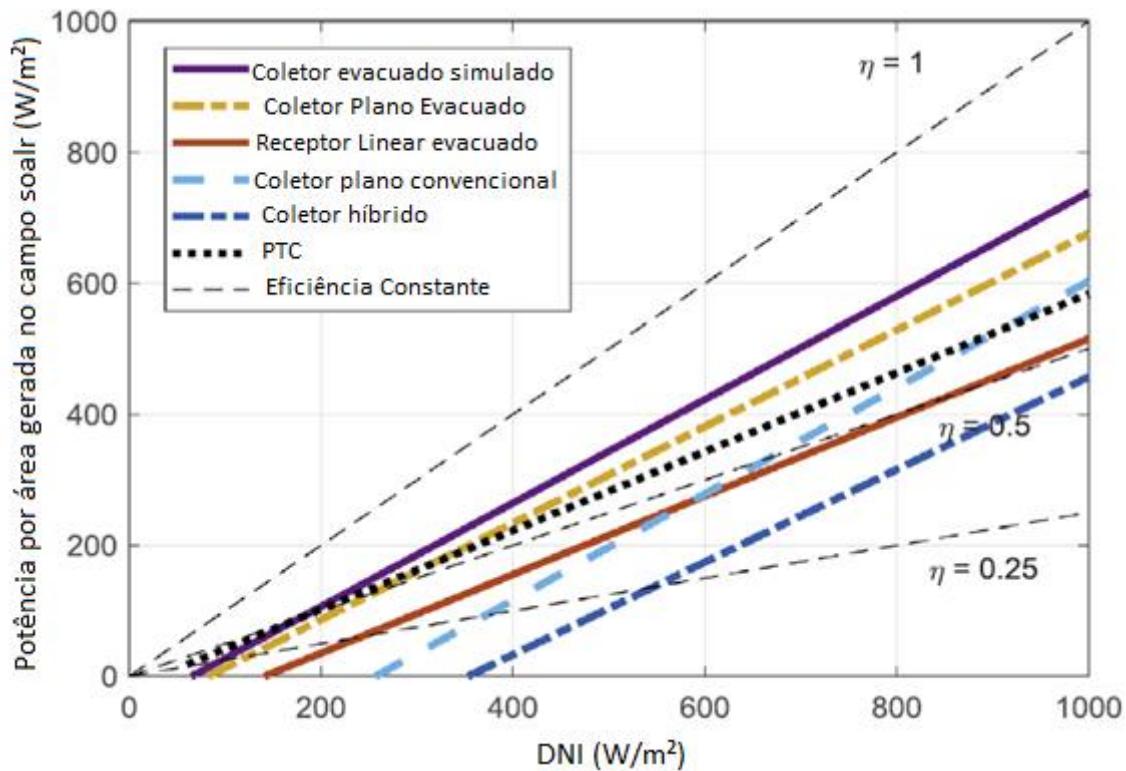


Figura 23 - Gráfico de Energia gerada em função da DNI

Fonte: Moss *et al.*, (2018), adaptado pelo autor

Os índices de recurso solar em uma mesma localidade variam ao longo do dia, devido ao movimento de rotação da terra e à presença de fatores atmosféricos como nuvens (KALOGIROU, 2009), o que pode ser apreendido quando se trabalha em base horária. O gráfico da Figura 24 apresenta os níveis de irradiação horários para um dia de julho, na cidade de Tucson nos EUA.

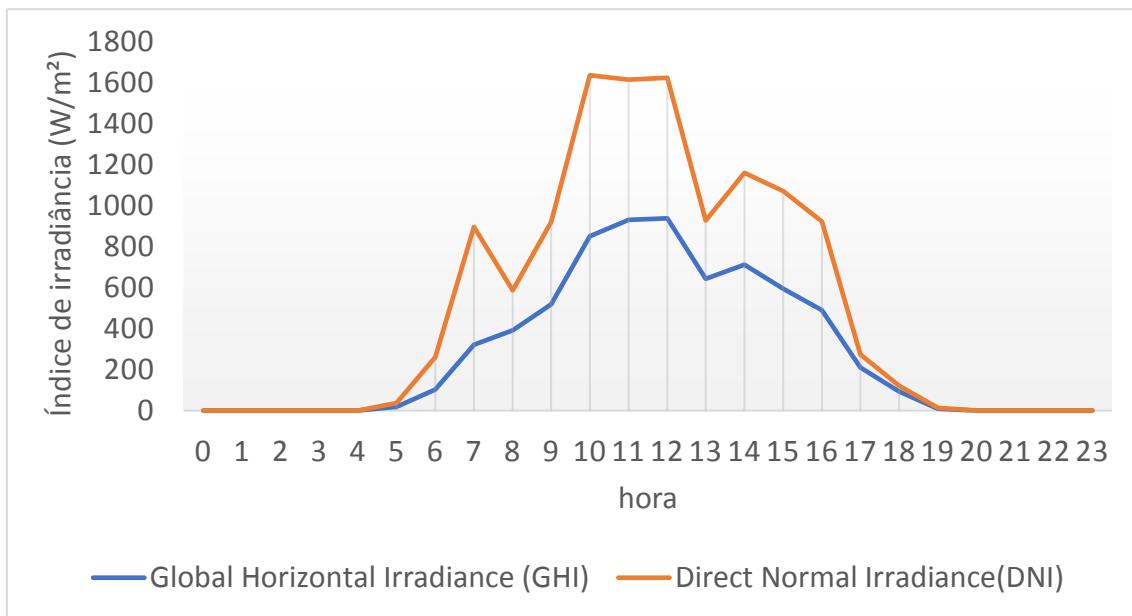


Figura 24 - Exemplo de variabilidade do recurso solar

Fonte: Elaboração própria a partir de NREL, (2016)

No modelo desenvolvido nesta tese a resolução é horária e o período de análise é de um ano, o que permite considerar a eficiência de coletores solares como função dos índices de DNI, incorporando a variabilidade do recurso solar na análise.

Para considerar a eficiência como função da DNI são realizadas simulações, a fim de obter a quantidade horária de calor absorvido no coletor, que dividida pela irradiância solar é a eficiência do coletor, como mostra a equação 9. O resultado de interesse das simulações é o resultado intermediário Potência Térmica Horária Absorvida no Campo Solar (*Field Thermal Power Absorbed* - FTPA). Além deste resultado os índices horários de DNI também são analisados. O resultado da divisão destes dois parâmetros são os índices de eficiência horários.

O FTPA fornece o calor absorvido pelo campo solar e não por coletor. Como o objetivo do modelo desenvolvido é ter índices de eficiência dependentes do DNI para cada opção de coletor, a área de reflexão do campo solar é definida como a área do coletor e o FTPA passa a representar o calor absorvido por cada coletor. Assim, a eficiência de cada opção de coletor é calculada para cada índice de DNI.

É importante ressaltar que a área dos coletores é um dos parâmetros constitutivos indiretos, uma vez que é utilizada como dado de entrada nas simulações que fornecerão, depois da elaboração dos gráficos de dispersão e linhas de tendência, os parâmetros constitutivos diretos das equações de eficiência por DNI.

As simulações são feitas para três localidades diferentes, representativas de índices de DNI alto, médio e baixo, de forma a eliminar uma análise enviesada. As localidades de alta, média e baixa DNIs são Twentynine Palms nos EUA (7,82 kWh/m²/dia), Sevilha na Espanha (4,86kWh/m²/dia) e Melbourne na Austrália (3,22kWh/m²/ano) (NREL, 2017), respectivamente. Para cada localidade foram considerados período de análise de um ano e valores horários de DNI e FTPA, o que resultou em 26.280 valores de eficiência para cada opção de coletor. A partir dos resultados das simulações foram elaborados gráficos de dispersão de DNI por eficiência. Na elaboração destes gráficos, foram retirados os pontos com DNI zero, uma vez que levariam à uma divisão por zero na equação 9.

A partir destes gráficos, foram traçadas linhas de tendência, de forma a identificar o comportamento da eficiência em função da DNI e representar este comportamento através de uma equação que passa a ser uma equação constitutiva do MESH. A Figura 25 apresenta o gráfico para o concentrador ET150 e o receptor Schott PTR70.

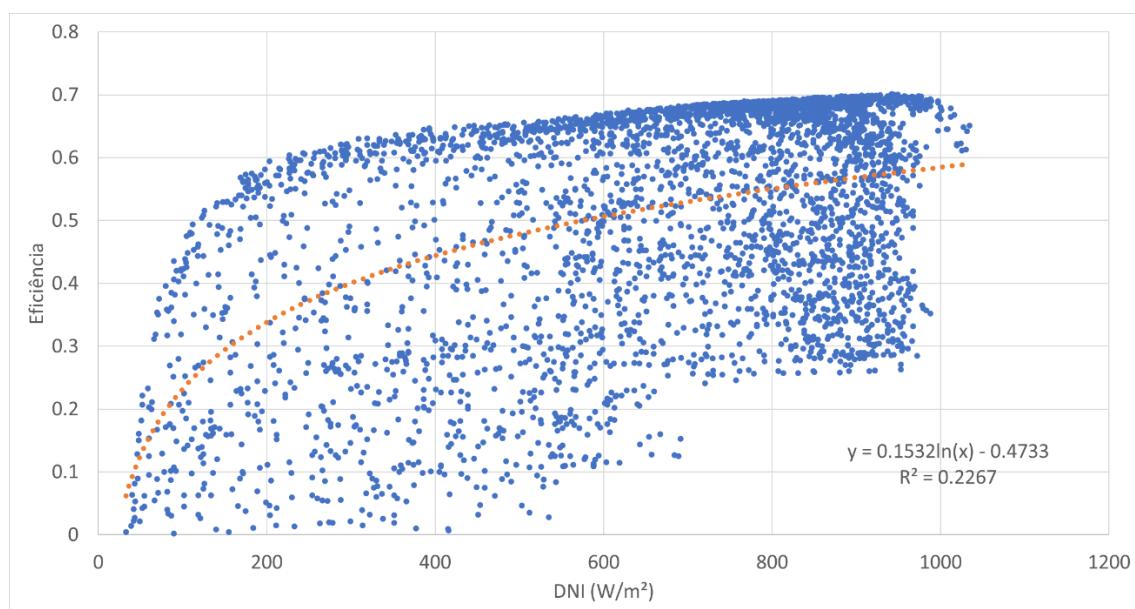


Figura 25 - Gráfico de Eficiência por DNI da combinação par ET150-Schott PTR70

Fonte: Elaboração própria

No gráfico apresentado na Figura 25 os pontos de dispersão são azuis e a linha de tendência laranja. Para o caso do par concentrador-receptor exemplificado, a linha de tendência que apresentou maior Coeficiente de Determinação, R^2 , foi a logarítmica. Esse coeficiente foi 0,2267, o que indica que a linha de tendência representa apenas 22,67% dos casos, ou seja, a correlação não é significativa. Ao observar o gráfico da Figura 25, percebe-se que para os mesmos índices de DNI, tanto valores de eficiência próximos a

0,8 quanto valores de eficiência inferiores foram encontrados, o que contraria o gráfico da Figura 23.

As baixas eficiências para altas DNIs observadas no gráfico da Figura 25 podem ser explicadas através da inércia térmica. Por exemplo, na hora subsequente a um período nublado, o calor absorvido pelo receptor seria baixo, uma vez que o equipamento ainda não recebeu calor por horas suficientes para que o calor absorvido seja alto. Nesta hora, o índice de DNI é alto e a eficiência baixa.

Para lidar com os efeitos da inércia térmica, os pontos foram reagrupados por faixa de DNI. Foram considerados índices de DNI de 0 até 900 W/m² com passo de 10 W/m² e a média da eficiência para cada intervalo foi calculada. Em seguida outro gráfico de dispersão foi plotado para cada opção de coletor. A Figura 26 apresenta o gráfico de dispersão com as DNIs e eficiências agrupadas para o mesmo par concentrador-receptor: ET150 e Schott PTR70.

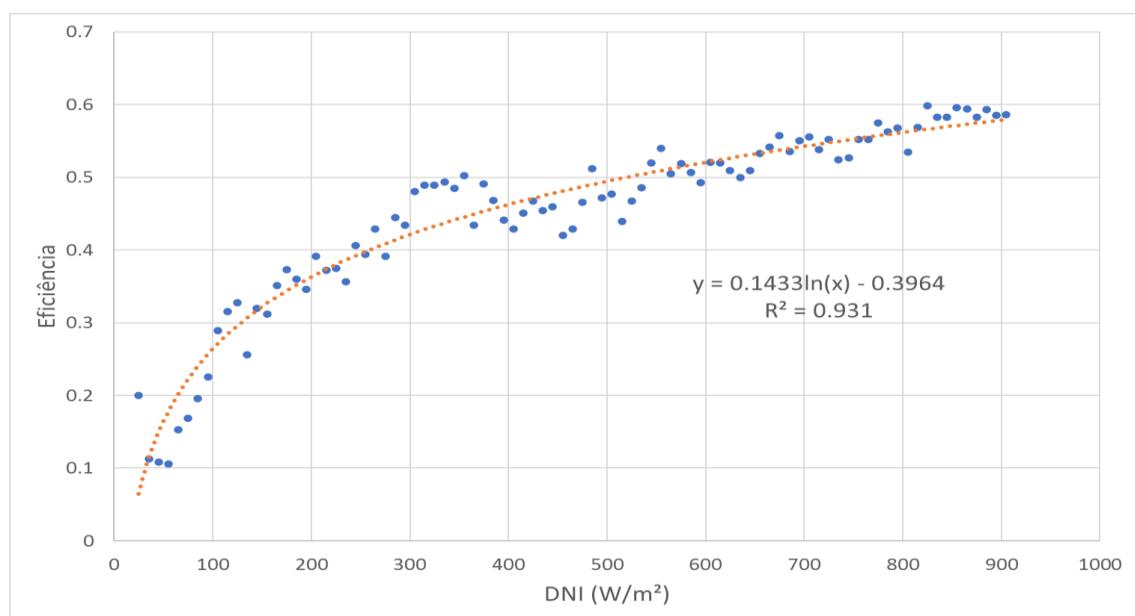


Figura 26 - Gráfico de Eficiência por DNI agrupado por faixa do par ET150-Schott PTR70

Fonte: Elaboração própria

Neste gráfico, assim como no gráfico da Figura 25, os pontos de dispersão são azuis e a linha de tendência laranja. Considerando os índices DNIs por faixa e a média das eficiências, o novo Coeficiente de Determinação é 0,931, o que mostra uma correlação significativa. Para alguns coletores este coeficiente foi maior para linha de tendência logarítmica, para outros foi maior para reta. Desta forma, o R² da linha de tendência reta e logarítmica será avaliado para todos os coletores, verificando qual tipo de função melhor representa a dispersão.

Quando se desenvolve um modelo matemático é indicado trabalhar com o máximo de equações lineares possível, a fim de diminuir o tempo de processamento (GALLEGO *et al.*, 2014). Desta forma, quando a dispersão for melhor representada por uma linha logarítmica, esta será linearizada em duas retas. Utilizando o Microsoft Excel o ponto de corte de DNI das retas foi otimizado para o ponto em que a soma dos erros quadráticos é mínima. Para o caso do par ET150-PTR70 a aproximação com duas retas apresentou uma correlação de 96,99% em relação à linha de tendência logarítmica. A equação 10 apresenta matematicamente o ajuste por uma reta, enquanto a equação 11 apresenta o ajuste por duas retas.

$$\eta_c(C, DNI(t)) = a_1(C) \times DNI(t) + b_1(C), \quad (10)$$

$$\eta_c(C, DNI(t)) = \begin{cases} a_1(C) \times DNI(t) + b_1(C), & DNI(t) < PC \\ a_2(C) \times DNI(t) + b_2(C), & DNI(t) > PC \end{cases}, \quad (11)$$

Em que:

- a_i é o coeficiente angular da reta para cada opção de sistema coletor
- b_i é o ponto de interseção com o eixo vertical para cada opção de sistema coletor
- PC é o ponto de corte de DNI que minimiza a soma dos erros quadráticos médios

O ajuste logarítmico representou melhor a dispersão para a maioria dos coletores PTC. Em alguns casos, porém, mesmo com o R^2 logarítmico sendo maior que o R^2 linear, o PC ótimo foi abaixo de $45W/m^2$. Como para esta DNI o calor absorvido pelo coletor foi nulo, a eficiência dos pontos foi zero. Desta forma, mesmo com a curva de tendência logarítmica sendo a que melhor representa a dispersão (maior R^2), a linearização foi feita em uma reta devido ao baixo ponto de corte.

O Anexo I apresenta os gráficos de dispersão contendo as linhas de tendência, os gráficos linearizados. A Tabela 35, contendo o coeficiente angular, ponto de interseção, ponto de corte, R^2 da reta e R^2 da curva logarítmica também é apresentada no Anexo I.

Os valores considerados para todos os concentradores PTC foram apresentados na Tabela 3 e na Tabela 4. Para o caso da tecnologia Fresnel foram consideradas 25 opções com a largura variando entre 5 e 25m, o comprimento variando entre 10 e 50m e com passo de 5m e 10m, respectivamente. Caso uma influência significativa da largura ou comprimento seja identificada, outras possibilidades são consideradas. Os valores de comprimento e área para as opções Fresnel são apresentados na Tabela 5. Nesta tabela as opções Fresnel

são referidas com um número antes da letra “L”, e outro antes da letra “C”, que indicam, respectivamente, a largura e o comprimento do módulo em metros.

Tabela 5 - Comprimento e área das opções de coletores Fresnel

Coletor	comprimento (m)	área (m ²)
Fresnel - 5L-10C	10	50
Fresnel - 5L-20C	20	100
Fresnel - 5L-30C	30	150
Fresnel - 5L-40C	40	200
Fresnel - 5L-50C	50	250
Fresnel - 10L-10C	10	100
Fresnel - 10L-20C	20	200
Fresnel - 10L-30C	30	300
Fresnel - 10L-40C	40	400
Fresnel - 10L-50C	50	500
Fresnel - 15L-10C	10	150
Fresnel - 15L-20C	20	300
Fresnel - 15L-30C	30	450
Fresnel - 15L-40C	40	600
Fresnel - 15L-50C	50	750
Fresnel - 20L-10C	10	200
Fresnel - 20L-20C	20	400
Fresnel - 20L-30C	30	600
Fresnel - 20L-40C	40	800
Fresnel - 20L-50C	50	1000
Fresnel - 25L-10C	10	250
Fresnel - 25L-20C	20	500
Fresnel - 25L-30C	30	750
Fresnel - 25L-40C	40	1000
Fresnel - 25L-50C	50	1250

Fonte: elaboração própria

Desta forma, somando as opções de PTC e Fresnel foram consideradas 73 opções de coletores solares, 48 de Cilindro e 25 de Fresnel.

Além das curvas de eficiência e dos parâmetros constitutivos indiretos que representem os coletores (área de reflexão, comprimento e diâmetro interno do receptor), é necessário fornecer o parâmetro livre de custo por área.

No que se refere aos custos dos coletores estes serão inseridos em unidade monetária por área de reflexão. Além dos custos dos coletores em si, foram adicionados também os custos referentes ao sistema de bombeamento de HTF. Como os custos são parâmetros livres e podem variar em cada rodada do modelo, estes serão apresentados na seção 3.3

para rodada de validação e no capítulo 4 para as análises de sensibilidade e estudo de caso.

3.2.4 Parâmetros e relações dos fluidos de trabalho

Esta seção apresenta as relações representativas das opções tecnológicas de fluido de trabalho e a metodologia para introduzi-las no modelo MESH. Como opções de fluido de trabalho foram considerados o óleo sintético Therminol VP-1 e o sal fundido Solar Salt. Como visto na seção 2.1.2 a faixa de operação do Therminol VP-1 é 12-400°C (SOLUTIA, 1998) enquanto a faixa de operação do Solar Salt é 238-593°C. Para cada HTF foram fornecidos parâmetros livres, como o custo por massa, além de parâmetros constitutivos indiretos como capacidade térmica e densidade. A partir dos parâmetros constitutivos indiretos, os coeficientes das retas de densidade e capacidade térmica em função da temperatura (parâmetros constitutivos diretos) foram obtidos através de gráficos de dispersão e análise das linhas de tendência.

Para que se chegasse às relações representativas das opções tecnológicas de HTF que relacionam as propriedades dos fluidos com sua temperatura de operação foi realizada uma regressão linear. Para as duas propriedades e dois fluidos de trabalho, o Coeficiente de Determinação foi acima de 99%. O Anexo II apresenta os gráficos e tabelas da regressão linear enquanto a Tabela 6 apresenta os coeficientes das regressões, Coeficiente de Determinação, temperatura e faixa de operação de cada fluido.

Tabela 6 - Propriedades e coeficientes da regressão dos fluidos de trabalho

	TherminolVP-1	Solar Salt
T _{min} (°C)	12	238
T _{max} (°C)	400	593
a ²⁰ capacidade térmica (Wh/kgK ²)	0,0008	-0,0003
b ²¹ capacidade térmica (Wh/kgK)	0,4127	0,5876
R ² capacidade térmica	0,9972	0,9933
a densidade (Wh/kgK ²)	-0,9724	-0,6725
b densidade (Wh/kgK)	1098,10	2106,90
R ² densidade	0,9914	0,9995

Fonte: Elaboração própria a partir de Janz *et al.*, (1979) e Solutia (1998)

Como visto na seção 3.2.2, o custo do HTF está associado à massa de HTF no campo solar. Ocorre que o ponto de fusão do Solar Salt é 238°C, assim, será adicionado o custo da utilização do sistema e *backup* para mantê-lo líquido em todas as horas do ano,

²⁰ O coeficiente “a” é o coeficiente angular da reta obtida pela regressão.

²¹ O coeficiente “b” é o ponto de interseção da reta com os eixos das ordenadas.

considerando a temperatura ambiente de 25°C (INMET, 2019) e regime de operação do sistema de *backup* em queima suplementar (SORIA *et al.*, 2015). Desta forma, considerando com os coeficientes da reta de capacidade térmica apresentados na Tabela 6 e integrando este parâmetro entre 25 e 238°C chega-se à um consumo energético de 108,35Wh/kg para manter o sal fundido líquido. Para que se obtenha o acréscimo de custo por massa de HTF, é necessário multiplicar este valor pelo custo da utilização do sistema de *backup*. As equações 12 e 13 apresentam estes cálculos.

$$\int_{25}^{238} Cp(T) dT = CE, \quad (12)$$

$$CE \times Cost_{Backup} = AC, \quad (13)$$

Em que:

- Cp é a capacidade térmica
- CE é o consumo energético por massa de HTF
- $Cost_{Backup}$ é o custo do uso do sistema de *backup* por energia
- AC é o acréscimo no custo do Solar Salt para mantê-lo líquido

3.2.5 Balanço de potência (quantidade de energia)

Esta seção apresenta as relações do balanço de potência (ou balanço de quantidade de energia). No sistema proposto existem três fontes de calor: i) campo solar; ii) sistema de armazenamento e iii) sistema de *backup*. Para que o sistema seja viável, a demanda deve ser atendida em sua totalidade com a soma da potência térmica proveniente destas três fontes em todas as horas (t) do ano, para todas as opções de coletor (C). Este equilíbrio entre a oferta e a demanda de potência térmica pode ser representado pela equação 14:

$$P_{field_demand}(C, t) + P_{storage_out}(C, t) + P_{backup}(C, t) = D(t), \quad (14)$$

Em que:

- P_{field_demand} é a variável que representa parcela da potência gerada no campo solar utilizada para atender diretamente à demanda para cada coletor em cada hora do ano.
- $P_{storage_out}$ é a varável que representa potência proveniente do armazenamento para atender à demanda para cada coletor em cada hora do ano.
- P_{backup} é a variável que representa potência proveniente do sistema de *backup* para atender a demanda para cada coletor em cada hora do ano.
- D é o parâmetro livre que representa potência demandada a cada hora do ano.

Do ponto de vista de geração, a potência total absorvida no campo solar é igual à potência por área multiplicada pela área campo solar. Por outro lado, a potência total absorvida no campo solar pode ser utilizada diretamente para atender a demanda ou pode ser armazenada. Estas relações são apresentadas nas equações 15 e 16.

$$P_{field_total}(C, t) = P_{collector}(C, t) \times A_{field}(C), \quad (15)$$

$$P_{field_total}(C, t) = P_{field_demand}(C, t) + P_{storage_in}(C, t), \quad (16)$$

Em que:

- P_{field_total} é a variável que representa potência gerada no campo solar
- $P_{collector}$ é a variável que representa potência por área gerada por cada opção coletor a cada hora
- A_{field} é variável que representa a área de reflexão do campo solar, definida pela otimização
- $P_{storage_in}$ é a variável que representa potência gerada no campo solar que foi armazenada pelo sistema de armazenamento térmico

A potência absorvida por área para cada coletor é a DNI incidente a cada hora vezes a eficiência do coletor para esta DNI, e pode ser expressa pela equação 17. Esta equação é a equação que mostra a não linearidade do modelo, uma vez que a potência gerada no coletor é DNI multiplicada pela eficiência, que depende da DNI.

$$P_{collector}(C, t) = DNI(t) \times \eta_c(C, DNI(t)), \quad (17)$$

Analizando o sistema de armazenamento, é necessário calcular o nível do sistema em cada instante t . A equação que representa o nível do sistema de armazenamento no instante t é representada pela equação 18.

$$S_{level}(C, t) = S_{level}(C, t - 1) + P_{storage_in}(C, t) - P_{storage_out}(C, t), \quad (18)$$

Em que:

- S_{level} é a variável que representa o nível do sistema de armazenamento

No modelo não foi considerada restrição no que diz respeito a que toda energia armazenada no sistema de armazenamento deva ser utilizada em uma única hora. Não é possível, porém, utilizar mais energia do que foi armazenada, desta forma a potência proveniente do armazenamento para atender a demanda em determinado instante $t+1$ deve ser menor do que o nível do sistema de armazenamento no instante t , como mostra a equação 19.

$$S_{level}(C, t) \geq P_{storage_out}(C, t + 1). \quad (19)$$

Por fim, considerou-se que o sistema de armazenamento começa o período de análise vazio, esta restrição pode ser expressa pela equação 20.

$$S_{level}(C, "t_0") = 0. \quad (20)$$

No que se refere ao sistema de *backup*, foi considerada uma restrição em porcentagem da energia total demandada em um ano, como mostra a equação 21.

$$\sum_t P_{backup}(C, t) \geq FB \times \sum_t D(t), \quad (21)$$

Em que:

- FB é o parâmetro livre que representa a fração de *backup* máxima permitida.

Além da restrição de uso do sistema de *backup* outras restrições poderiam ser adicionadas em cada rodada do modelo, como a disponibilidade de área, por exemplo. A restrição do uso de sistema de *backup* é necessária na construção do modelo de forma a impedir que esta fonte forneça todo seu calor para atender ao sistema, o que poderia ocorrer, já que é a fonte de calor de menor custo. Não obstante a restrição do uso do sistema de *backup* poderia ser introduzida de outra forma, como restrição de emissões de gases de efeito estufa, por exemplo.

3.2.6 Relações de balanço de qualidade da energia

Além de ser necessário atender a demanda em termos de quantidade, representada pela potência, é necessário que a demanda também seja atendida em termos de qualidade, representada pela temperatura. Como visto na seção 2.1, em uma planta heliotérmica, a temperatura de saída do campo solar é proporcional ao número de coletores por *loop*, desta forma, quanto maior o número de coletores, maior a quantidade calor que o HTF absorve e maior é a temperatura de saída. Para a determinação do número de coletores, primeiro foi calculado a variação de temperatura do HTF em um *loop*.

Este cálculo é apresentado na equação 22.

$$\Delta T_{loop}(HTF) = T_e(HTF) - TD_{max}, \quad (22)$$

Em que:

- ΔT_{loop} é a variável que representa a variação de temperatura por *loop* para cada HTF.
- T_e é parâmetro livre que representa a temperatura de entrada de cada HTF no campo solar.
- TD_{max} é o parâmetro livre que representa temperatura máxima do calor demandado no ano.

Em seguida é necessário calcular o quanto o HTF aumenta sua temperatura a cada coletor. Depois, a variação de temperatura por *loop* é dividida pela variação de temperatura por coletor resultando no número de coletores por *loop*, as equações 23 e 24 mostram estas relações.

$$\Delta T_{collector}(C, HTF) = \frac{E_{gen}(C)}{HTF_{mass_C}(C, HTF) \times Cp_{avg}(HTF)}, \quad (23)$$

$$N_{collector}(C, HTF) = \frac{\Delta T_{loop}(HTF)}{\Delta T_{collector}(C, HTF)}, \quad (24)$$

Em que:

- $\Delta T_{collector}$ é a variável que representa a variação de temperatura por coletor
- E_{gen} é a variável que representa média da energia anual gerada para cada coletor
- HTF_{mass_C} é a variável que representa a massa de HTF em um coletor
- Cp_{avg} é a variável que representa a média simples do C_p na entrada e na saída do *loop*
- $N_{collector}$ é a variável que representa o número de coletores por *loop*

A massa de HTF em um coletor é calculada indiretamente, multiplicando o volume de HTF no tubo receptor pela densidade média do HTF. Foi considerado que HTF ocupa todo o volume do tubo receptor uma vez que tanto o Therminol VP-1 quanto o Solar Salt são líquidos durante a operação. Estas relações são apresentadas nas equações 25 e 26.

$$V_{HTF_C}(C) = \pi \times R_{receiver}^2 \times C_{collector}(C), \quad (25)$$

$$M_{HTF_C}(C, HTF) = V_{HTF}(C) \times \rho_{avg}(HTF), \quad (26)$$

Em que:

- V_{HTF_C} é variável que representa o volume de HTF em cada coletor
- $R_{receiver}$ é o parâmetro constitutivo direto que representa raio do tubo receptor
- $C_{collector}$ é o parâmetro constitutivo direto que representa o comprimento do coletor
- M_{HTF_C} é a variável que representa a massa de fluido de trabalho em cada coletor
- ρ_{avg} é a variável que representa média simples da densidade do fluido de trabalho na entrada e na saída *loop*

Por fim, é necessário que se determine o número de *loops* do campo solar. Desta forma, têm-se os três principais parâmetros do campo: i) área de reflexão; ii) número de coletores por *loop* e iii) número de *loops*. O número total de *loops* multiplicado pelo número de coletores por *loop* e pela área de reflexão do coletor é igual a área total de reflexão do campo solar para este coletor. A equação 27 mostra essa relação.

$$N_{loops}(C, HTF) \times N_{collector}(C, HTF) \times A_{collector}(C) = A_{field}(C), \quad (27)$$

Em que:

- N_{loops} é a variável que representa o número total de *loops* do campo solar

3.3 Validação do modelo

Uma vez que todas as relações e parâmetros foram introduzidos no modelo, é necessário verificar se ele é capaz de chegar à uma solução ótima considerando 73 opções de coletor, duas opções de HTF, 8760 horas e se o desempenho da planta para esta condição ótima se encontra na mesma ordem de grandeza do resultado de outros modelos de simulação de plantas heliotérmicas.

Para realizar esta rodada de validação, uma matriz de demanda genérica com 300MW_{th} de potência e 400°C de temperatura em todas as 8760 horas do ano foi utilizada. Para os parâmetros de custo, foram utilizados os dados da Tabela 7 e para os parâmetros climáticos foram utilizados os dados de Bom Jesus da Lapa (NREL, 2017 *apud* SOLARGIS, 2017). No que se refere aos custos dos coletores, Bellos, (2019) aponta que o custo por área da tecnologia Fresnel é de 50-73% do custo PTC. Desta forma, esta rodada adotou uma visão conservadora, considerando que o custo por área da tecnologia Fresnel como 73% da tecnologia PTC. Para o custo do sistema de *backup* é necessário esclarecer que foram considerados apenas os custos de operação e manutenção deste sistema. Essa escolha foi feita porque a validação será feita através da comparação com outros modelos de simulação que consideram apenas esses custos. Por fim, nessa rodada a fração de *backup* (FB) foi considerada 0,15.

Tabela 7 - Custos utilizados na rodada de validação do modelo

Componente	Custo	Fonte
Coletor PTC (USD/m²)	150,00	(NREL, 2020)
Coletor Fresnel (USD/m²)	109,50	(NREL, 2020)
Sistema de bombeamento PTC (USD/m²)	60,00	(NREL, 2020)
Sistema de bombeamento Fresnel (USD/m²)	47,00	(NREL, 2020)
Custo Solar Salt (USD/kg)	0,49	(KEARNEY <i>et al.</i> , 2003)
Custo para manter o Solar Salt líquido (USD/kg)	1,06	Calculado
Custo Therminol VP-1 (USD/kg)	3,96	(KEARNEY <i>et al.</i> , 2003)
Custo sistema de backup (USD/MWh)	1,70	(IEA, 2010b)
Custo do Sistema de Armazenamento (USD/MWh)	35,00	(NREL, 2020)

Fonte: Elaboração própria a partir de NREL (2020), JANZ *et al.*, (1979), SOLUTIA (1998), IEA (2010b)

Como resultado da rodada de validação o solver retornou o aviso de que não conseguiu achar uma solução ótima. Para encontrar uma solução, o solver relaxou a variável binária $Bin_{collector}$, permitindo que assumisse qualquer valor entre 0 e 1. A Tabela 8 apresenta os

valores da variável $\text{Bin}_{\text{collector}}$ diferentes de zero na rodada de teste. A variável binária Bin_{HTF} , não foi relaxada.

Tabela 8 - Valores da variável $\text{Bin}_{\text{collector}}$ na rodada de teste

C11	0,0499999999999999
C12	0,050
C13	0,050
C14	0,050
C15	0,050
C16	0,050
C17	0,050
C18	0,050
C19	0,050
C20	0,050
C21	0,050
C22	0,050
C23	0,050
C24	0,050
C25	0,050
C26	0,050
C27	0,050
C28	0,050
C29	0,050
C30	0,050

Fonte: Elaboração própria

O solver pode ter relaxado a variável binária dependente do coletor e não ter relaxado a variável binária dependente do HTF, devido à redundância nas equações e parâmetros representativos dos coletores. De fato, como os custos unitários são os mesmos para todas as opções de coletores com a mesma tecnologia (Fresnel ou PTC), caso as equações representativas das eficiências sejam muito próximas o modelo poderia relaxar a variável binária, escolhendo mais de uma opção de coletor e respeitando a restrição do somatório da variável $\text{Bin}_{\text{collector}}$ ser 1.

Para esclarecer esta hipótese, as linhas de tendência das 73 opções de coletor foram analisadas. A Tabela 9 apresenta esta análise para os coletores PTC, nela, as equações das linhas de tendência logarítmicas são apresentadas e as equações que possuem as duas primeiras casas do coeficiente que multiplica a função $\ln(x)$ iguais foram destacadas com a mesma cor.

Tabela 9 - Linhas de tendência dos coletores PTC

ET150_PTR70	0,1433ln(x) - 0,3964	RP6_PTR70	0,1356ln(x) - 0,3177
ET150_UVAC3	0,1314ln(x) - 0,2769	RP6_UVAC3	0,1123ln(x) - 0,1291
ET150_UVAC2010	0,1576ln(x) - 0,4638	RP6_UVAC2010	0,1394ln(x) - 0,3011
ET150_PTR80	0,1329ln(x) - 0,3194	RP6_PTR80	0,1323ln(x) - 0,2849
ET150_RoyalTech	0,1315ln(x) - 0,2952	RP6_RoyalTech	0,1214ln(x) - 0,2047
ET150_RTUVR	0,1326ln(x) - 0,2974	RP6_RTUVR	0,1287ln(x) - 0,2432
AT150_PTR70	0,1348ln(x) - 0,3372	SGX1_PTR70	0,1484ln(x) - 0,4218
AT150_UVAC3	0,1269ln(x) - 0,2514	SGX1_UVAC3	0,1311ln(x) - 0,2764
AT150_UVAC2010	0,1413ln(x) - 0,3364	SGX1_UVAC2010	0,1498ln(x) - 0,3903
AT150_PTR80	0,128ln(x) - 0,2812	SGX1_PTR80	0,1422ln(x) - 0,3702
AT150_RoyalTech	0,1243ln(x) - 0,244	SGX1_RoyalTech	0,1266ln(x) - 0,259
AT150_RTUVR	0,128ln(x) - 0,2613	SGX1_RTUVR	0,1364ln(x) - 0,3145
LS2_PTR70	0,1617ln(x) - 0,4988	SkyTrough_PTR70	0,1324ln(x) - 0,3319
LS2_UVAC3	0,1319ln(x) - 0,2811	SkyTrough_UVAC3	0,1248ln(x) - 0,2489
LS2_UVAC2010	0,1476ln(x) - 0,3767	SkyTrough_UVAC2010	0,1304ln(x) - 0,2812
LS2_PTR80	0,1538ln(x) - 0,4574	SkyTrough_PTR80	0,1238ln(x) - 0,2659
LS2_RoyalTech	0,1273ln(x) - 0,2635	SkyTrough_RoyalTech	0,1216ln(x) - 0,2388
LS2_RTUVR	0,1349ln(x) - 0,3056	SkyTrough_RTUVR	0,1274ln(x) - 0,269
LS3_PTR70	0,1431ln(x) - 0,3919	Sunfield6_PTR70	0,1302ln(x) - 0,3195
LS3_UVAC3	0,1277ln(x) - 0,2613	Sunfield6_UVAC3	0,1213ln(x) - 0,23
LS3_UVAC2010	0,1461ln(x) - 0,3724	Sunfield6_UVAC2010	0,1348ln(x) - 0,3106
LS3_PTR80	0,1344ln(x) - 0,3274	Sunfield6_PTR80	0,1218ln(x) - 0,2568
LS3_RoyalTech	0,1278ln(x) - 0,2727	Sunfield6_RoyalTech	0,1191ln(x) - 0,2265
LS3_RTUVR	0,1309ln(x) - 0,2862	Sunfield6_RTUVR	0,1245ln(x) - 0,2541

Fonte: Elaboração própria

Com o destaque da Tabela 9 fica evidente que várias linhas de tendência são próximas. Analisando esta tabela verifica-se que em duas opções de coletor, as duas primeiras casas decimais do coeficiente que multiplica o $\ln(x)$ é 0,11, em 17 opções de coletor é 0,12, em 15 opções de coletor é 0,13, em 7 opções é 0,14, em duas opções é 0,15 e em uma opção é 0,16.

Para que se evite que o modelo tenha opções redundantes, o que pode ser a causa de o solver não achar a solução ótima, a mediana de cada um destes grupos de equações foi escolhida como representativa do grupo todo, para os grupos com número par de equações foi escolhida a opção adjacente superior à mediana. Desta forma, as opções de coletores escolhidas foram: i) Sunfield6_RoyalTech (0,11); ii) SGX1_RoyalTech (0,12); iii) SkyTrough_PTR70 (0,13); iv) ET150_PTR70 (0,14); v) ET150_UVAC2010 (0,15); vi) LS2_PTR70 (0,16).

Para as opções Fresnel 6 opções foram ajustadas por uma linha de tendência logarítmica:

- i) Fresnel - 5L-10C; ii) Fresnel - 5L-20C; iii) Fresnel - 5L-30C; iv) Fresnel - 5L-40C; v) Fresnel - 5L-50C; vi) Fresnel - 15L-50C

Dentre elas, as opções com 5 metros de largura foram melhor linearizadas por uma reta devido ao seu baixo ponto de corte, enquanto a opção Fresnel - 15L-50C foi linearizada em duas retas. Como esta foi a única opção de Fresnel ajustada em duas retas, será considerada como uma das opções de coletor do modelo. As opções Fresnel ajustadas em uma reta são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Equação das retas de Fresnel

Fresnel_5L_10C	$0,000310x + 0,125783$
Fresnel_5L_20C	$0,000341x + 0,089494$
Fresnel_5L_30C	$0,000354x + 0,075974$
Fresnel_5L_40C	$0,000358x + 0,070951$
Fresnel_5L_50C	$0,000360x + 0,068683$
Fresnel_10L_10C	$0,000317x + 0,131632$
Fresnel_10L_20C	$0,000320x + 0,126072$
Fresnel_10L_30C	$0,000323x + 0,123968$
Fresnel_10L_40C	$0,000326x + 0,121800$
Fresnel_10L_50C	$0,000326x + 0,122452$
Fresnel_15L_10C	$0,000296x + 0,151638$
Fresnel_15L_20C	$0,000303x + 0,145825$
Fresnel_15L_30C	$0,000305x + 0,145090$
Fresnel_15L_40C	$0,000309x + 0,143078$
Fresnel_20L_10C	$0,000312x + 0,141473$
Fresnel_20L_20C	$0,000299x + 0,154143$
Fresnel_20L_30C	$0,000297x + 0,155773$
Fresnel_20L_40C	$0,000297x + 0,155841$
Fresnel_20L_50C	$0,000298x + 0,156219$
Fresnel_25L_10C	$0,000288x + 0,165350$
Fresnel_25L_20C	$0,000292x + 0,162245$
Fresnel_25L_30C	$0,000294x + 0,161668$
Fresnel_25L_40C	$0,000294x + 0,161713$
Fresnel_25L_50C	$0,000292x + 0,163005$

Fonte: Elaboração própria

Analizando a Tabela 10 percebe-se que o coeficiente angular de todas as retas é muito próximo a 0,0003, assim, optou-se por escolher uma opção Fresnel como representativa de todas as opções ajustadas em uma reta. Novamente esta opção foi a mediana, ou seja, a opção Fresnel -15L-20C.

Com isso, o modelo passa a ter 8 opções de coletores, 6 PTC e 2 Fresnel, além de duas opções de fluido de trabalho.

Após esta alteração outra rodada de validação da ferramenta, considerando a mesma demanda, foi realizada. Nesta rodada, o solver não relaxou as variáveis binárias e escolheu uma opção de coletor e uma opção de HTF. O tempo de processamento foi de 8 horas, 17 minutos e 42 segundos em um computador Intel Core i7 2,40GHz, com 8Gb de memória RAM e Windows versão 8.1. Os resultados da rodada de validação são resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados da rodada teste com 8 opções de coletor

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Sunfield6_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área de reflexão do campo solar (m ²)	1.905.928,77
Número de Coletores por <i>loop</i>	7,00
Número de <i>loops</i>	577,00
múltiplo solar (irradiação de projeto média das máximas diárias)	4,76
múltiplo solar (irradiação de projeto DNI média)	1,59
Energia gerada no Campo solar (MWh)	2.233.800,00
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	1.052.163,98
Custo do campo solar (MMUSD)	400,25
Custo HTF (MMUSD)	1,05
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	54.955,07
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	11.535,77
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	1.181.636,02
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	1.181.636,02
Potência média cedida pelo armazenamento (MW)	267,58
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,45
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	10,79
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.181,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.416,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	1,92
Sistema de <i>Backup</i>	
Total de energia gerada pelo sistema de <i>backup</i> (MWh)	394.200,00
Média da energia utilizada pelo sistema de <i>backup</i> (MWh)	45,00
Horas em que o sistema de <i>backup</i> foi acionado (h)	1.048.576,00
Custo do sistema de <i>Backup</i> (MMUSD)	7,62
Custo total da planta	
Custo total da planta (MMUSD)	410,85
Custo por capacidade instalada (USD/kW)	1.369,49

Fonte: elaboração própria

Finalmente, uma vez que os resultados da Tabela 11 foram apresentados, é necessário compará-los com os resultados de outra ferramenta de modelagem, verificando se os resultados obtidos são razoáveis. Os resultados comparados serão: i) área de reflexão do campo solar; ii) número de coletores por *loop*; iii) número de *loops*; e iv) custo da planta por potência instalada.

Como o MESH escolheu um coletor PTC, seus resultados serão comparados com os resultados do *software* SAM para dois tipos de planta, a primeira é uma planta PTC-SHIP, atendendo uma demanda industrial também de 300MWth com 8 horas de armazenamento

e a segunda é uma planta CSP gerando 300MWth de potência no campo solar com 8 horas de armazenamento, excluindo os custos referentes ao bloco de potência. Apesar desta tese considerar apenas sistemas SHIP, a comparação com a planta CSP se faz interessante uma vez que a simulação de plantas CSP no SAM apresenta mais opções de análise do que a planta SHIP na mesma ferramenta, tanto nos parâmetros de custo quanto nos parâmetros do sistema. Por exemplo, o fluido de trabalho padrão da SHIP é a água e os custos são introduzidos em USD/kWth, desta forma, o custo padrão é mais baixo que o do sistema considerado nesta tese. Para os dados de DNI também foi utilizada a localidade de Bom Jesus da Lapa, os parâmetros de custo foram os parâmetros padrão do SAM.

A Tabela 12 apresenta a comparação dos resultados

Tabela 12 - Comparação entre os resultados

	MESH	SAM SHIP-PTC	SAM CSP-PTC
área de reflexão do campo solar (m ²)	1.905.928,77	1.779.072,00	1.789.570,00
número de coletores por <i>loops</i>	7	4 - (1-32)	8 - (1-32)
número de <i>loops</i>	577,00	678,00	371,00
custo por potência (USD/kW)	1.369,49	568,00	1.330,17

Fonte: elaboração própria a partir de NREL, (2020)

Analizando a Tabela 12, é possível verificar que os resultados encontrados pelo modelo MESH estão na mesma ordem de grandeza que os resultados das duas plantas simuladas com o SAM. Para o resultado de número de coletores por *loop*, o número fora do parêntese é o valor padrão²² da ferramenta, enquanto os números dentro do parêntese indicam o valor máximo e mínimo do número de coletores por *loop*. O custo da planta SHIP simulada no SAM foi consideravelmente menor que o custo da planta calculada pelo MESH, devido às limitações do SAM-PTC apresentadas acima, como introdução do custo por potência da planta e esse custo por potência considerar a utilização de água como fluido de trabalho, que é um fluido de menor custo que o sal fundido e o óleo sintético.

Uma vez verificada a aderência da ferramenta desenvolvida, o Capítulo 4 apresenta a aplicação do modelo matemático a um estudo de caso real e a rodadas de análise de desempenho. Estas rodadas visam avaliar o comportamento do modelo em diferentes condições de recurso e demanda, avaliando se este comportamento condiz com o comportamento esperado de plantas heliotérmicas.

²² No SAM o número de coletores por *loop* é um parâmetro de entrada, portanto não é otimizado, como na ferramenta aqui desenvolvida.

4 Aplicação do Modelo

Como apresentado no Capítulo 1, além de desenvolver um modelo de otimização, esta tese se propõe a aplicá-lo. O MESH será aplicado de duas formas, através de rodadas de desempenho e de um estudo de caso. As rodadas de desempenho têm o objetivo de avaliar a capacidade do modelo para responder conforme diferentes condições de recurso solar e demanda, enquanto o estudo de caso busca encontrar a configuração SHIP capaz de atender a demanda de uma planta real no Brasil, cuja localização também está bem definida.

A seção 4.1 apresenta as rodadas de desempenho enquanto a seção 4.2 apresenta os estudos de caso.

4.1 Desempenho do modelo

Nesta tese foram conduzidas 36 rodadas para testar o desempenho do modelo. Nessas rodadas variam-se a potência, temperatura e recurso solar, de forma a produzir resultados capazes de fornecer informações sobre o comportamento do modelo.

Para definir a potência foram considerados dois níveis de consumo mensal de energia, um representativo do setor de alimentos e bebidas e um representativo do setor têxtil. Para cada nível de consumo mensal, serão considerados seis perfis de demanda com horas e dias de operação diferentes, ou seja, o consumo mensal de energia será o mesmo para o mesmo setor, mas a potência horária será diferente devido aos diferentes perfis de operação. Os seis perfis de demanda refletem possibilidades de operação das fábricas. Serão considerados três turnos diários (8, 12 e 24 horas), assim como duas possibilidades de funcionamento semanal (5 e 7 dias). No que tange a temperatura, foram considerados o limite inferior e superior da faixa analisada nesta tese, ou seja, 150°C e 400°C. Para definir o recurso serão consideradas três localidades brasileiras, uma de alta, uma de média e uma de baixa DNI, essas localidades são: i) Bom Jesus da Lapa (6,02kWh/m²/dia), ii) Recife (4,16 kWh/m²/dia) e iii) Belém (3,11 kWh/m²/dia). A Figura 27 apresenta as 36 rodadas que avaliam o desempenho do modelo.



Figura 27 - Rodadas de análise do desempenho do modelo

Fonte: Elaboração própria

Como apresentado, os dois níveis de consumo mensal de energia são representativos de fábricas das indústrias Têxtil e de Alimentos e Bebidas. Estes dois setores industriais foram escolhidos por estarem entre os setores que mais demandam calor de média temperatura no Brasil em termos relativos, como mostra a Figura 28.

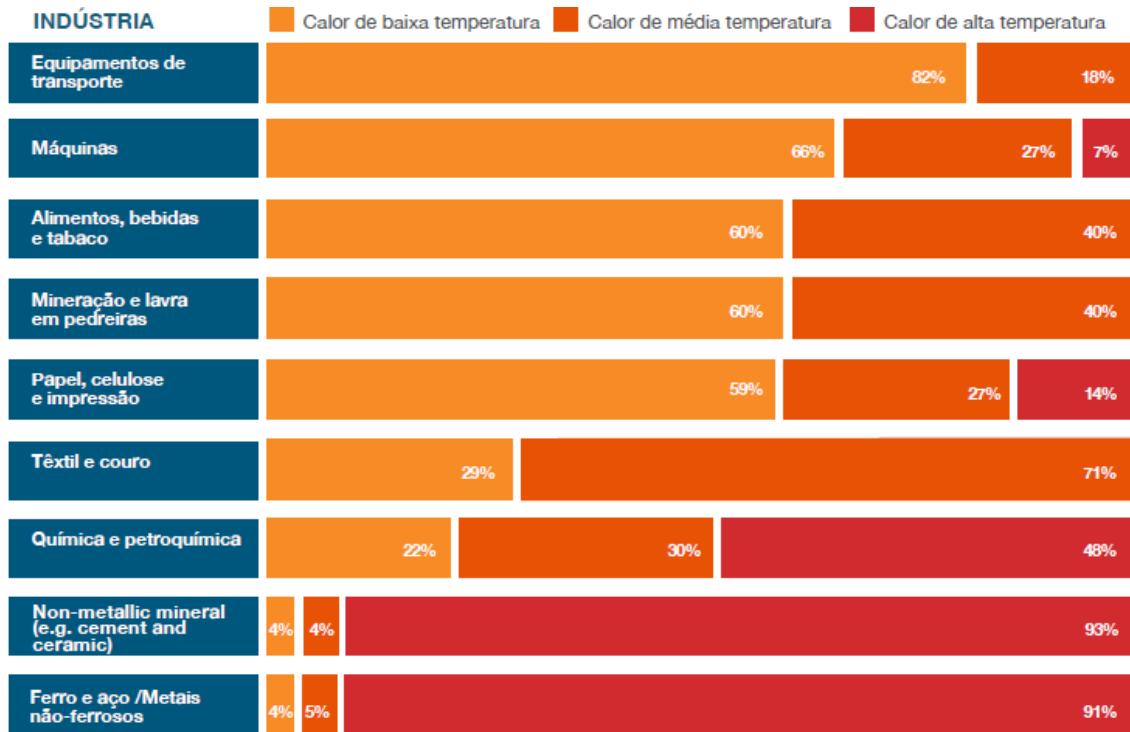


Figura 28 - Indústrias no Brasil e sua demanda de calor por faixa de temperatura

Fonte: Solar Payback, (2018)

Ao analisar a Figura 28, percebe-se que o setor Têxtil é o que relativamente consome mais calor de média temperatura, com 71% do calor consumido nesta faixa. Em segundo lugar estão os setores de Mineração e Lavra em Pedreiras e Alimentos e Bebidas, com 40% e 60% de sua demanda nas faixas de média e baixa temperatura, respectivamente. Como estes setores apresentam o mesmo perfil de demanda em relação a temperatura, optou-se por utilizar o setor de Alimentos e Bebidas como referência devido ao maior consumo de calor quando comparado com o setor de Mineração. Em 2016 o setor de Alimentos e Bebidas, excluindo a indústria de cana-de-açúcar, consumiu 3,65Mtep enquanto o setor de Mineração e Lavra em Pedreiras consumiu 1,70 Mtep (SOLAR PAYBACK, 2018). Desta forma, as rodadas para análise do desempenho do modelo utilizarão o consumo anual de energia de uma fábrica representativa do setor Têxtil e de Alimentos e Bebidas.

É necessário ainda esclarecer que as rodadas conduzidas nesta seção não têm como objetivo representar uma fábrica real destes dois setores industriais, ou até mesmo analisar

os dois setores de forma precisa. Elas objetivam analisar o comportamento do MESH para diferentes recursos solares e demandas de calor (quantidade e qualidade).

Uma vez que os setores industriais foram definidos, é necessário determinar a demanda horária tanto em termos de quantidade quanto de qualidade. Como apresentado, serão consideradas as temperaturas de 150°C e 400°C. A temperatura de 150°C será associada ao consumo anual de energia do setor de Alimentos e Bebidas, enquanto a temperatura de 400°C será associada ao consumo energético anual do setor Têxtil. Estas considerações foram feitas uma vez que a análise das temperaturas nos extremos deve fornecer mais informações sobre o comportamento do modelo.

A temperatura de 150°C foi escolhida para indústria de Alimentos e Bebidas uma vez que, como mostra a Figura 28, 60% da demanda de calor é de baixa temperatura e os processos de média temperatura da indústria de Alimentos e Bebidas, como secagem, cozimento, pasteurização e esterilização demandam temperaturas próximas à 150°C (MARTIN *et al.*, 2000, SOLAR PAYBACK, 2018). A temperatura de 400°C foi considerada como a temperatura do setor Têxtil. Apesar de a maioria dos processos de média temperatura da indústria têxtil consumir calor com temperatura de 150-185°C (MCTIC *et al.*, 2017), alguns processos desse setor consomem calor com temperaturas acima desta faixa (MCTIC *et al.*, 2017). O processo de Revestimento Retardante de Chama, por exemplo, utiliza temperaturas acima de 300°C, dependendo do material a partir do qual a camada retardante é feita (GALLO, 2009, TOMASINO, 1992).

Além da temperatura é necessário fornecer ao vetor de demanda a potência horária. Para o cálculo desse parâmetro, serão considerados os estudos de Silva (2014) e Lima (2007). No primeiro, foi analisada uma fábrica do setor de Alimentos e Bebidas com consumo de calor de 73.440 MWh/ano ou 6.120 MWh/mês. No segundo foi apresentado o consumo mensal de cada combustível de uma fábrica do setor têxtil. A partir do consumo de combustível e, considerando os valores de poder calorífico inferior (PCI) destes combustíveis presentes em EPE, (2019), foi calculado o consumo de calor mensal proveniente dos combustíveis, este valor será considerado como o consumo mensal de calor da fábrica representativa do setor Têxtil. A Tabela 13 apresenta os dados e os resultados dos cálculos, é importante ressaltar que os valores desta tabela são os valores de energia final do combustível, desta forma a demanda não foi ajustada pela energia útil, aplicando a eficiência de uma caldeira industrial de 85% (IEA, 2010b) para dar uma margem de segurança ao sistema, considerando um possível aumento de demanda.

Tabela 13 - Cálculo do consumo de calor do calor consumido no setor têxtil

Combustível	Consumo Médio Mensal (kg)	Poder calorífico inferior (kWh/kg)	Consumo médio Mensal ²³ (MWh)
GLP	1.080	12,91	14
Óleo Combustível A1	102.000	11,15	1.137
Lenha de eucalipto	253.500	3,60	914
total			2.065

Fonte: Elaboração própria a partir de: EPE, (2019) e Lima, (2007)

Uma vez que o consumo mensal foi calculado, serão considerados diferentes perfis de operação. No que se refere às horas de operação das fábricas serão consideradas três possibilidades: i) 8h; ii) 12h e iii) 24h. Em relação aos dias da semana serão considerados 5 e 7 dias de operação, totalizando 6 perfis de operação da fábrica. O consumo de energia mensal por cada setor industrial é constante. Será considerado que a fábrica do setor de Alimentos e Bebidas consumirá 73.440 MWh/ano ou 6.120 MWh/mês, enquanto a fábrica do setor Têxtil consumirá 24.780 MWh/ano ou 2.065MWh/mês.

Com o consumo mensal de energia definido, é necessário dividi-lo pelos dias e horas de operação, como mostra a equação 28.

$$PH = \frac{CM}{DO \times HO}, \quad (28)$$

Em que:

- PH = Potência demandada a cada hora
- CM = Consumo mensal de energia
- DO = Dias de operação no mês
- HO = Horas de operação no dia

Analizando a equação 28, nota-se que os perfis de operação mais intensos, com mais dias e horas de operação, demandam uma potência térmica menor a cada hora, enquanto perfis de operação com menos dias e horas demandam uma potência térmica maior a cada hora. A potência térmica para os diferentes setores industriais e perfil de operação são apresentados na Tabela 14.

²³ O consumo anual

Tabela 14 - Potência demandada para as diferentes fábricas e perfis de operação (MW_{th})

Dias/horas de operação	Têxtil	Alimentos e bebidas
5/8	11,22	33,26
5/12	7,48	22,17
5/24	3,74	11,09
7/8	8,60	25,50
7/12	5,74	17,00
7/24	2,87	8,50

Fonte: elaboração própria

Com a potência, temperatura e perfil de operação definidos, o vetor de demanda pode ser preenchido. Para o perfil de 8h e 12h foi considerado que as fábricas começam a operação às 9:00h e 7:00h respectivamente, enquanto no perfil de 24h de operação a fábrica opera de forma ininterrupta. Para a demanda em 5 dias na semana foi considerado que a fábrica opera nos dias úteis da semana, sendo considerados 23 dias úteis no mês, enquanto no perfil de 7 dias por semana as fábricas operam todos os dias, não foram considerados feriados e nas horas em que a fábrica não opera a demanda térmica é nula. Com as informações e cálculos apresentados neste capítulo, 12 vetores de demanda com 8760 linhas e duas colunas foram gerados, considerando os dois níveis de energia e os 6 perfis de demanda.

Com a demanda definida, é necessário determinar os índices de DNI. Para as localidades antes definidas, de alto, médio e baixo índice de DNI, os dados horários de DNI foram obtidos em NREL, (2020), *apud* SOLARGIS, (2017).

Por fim, os custos utilizados para as rodadas de desempenho são os mesmos da rodada de validação e foram apresentados na Tabela 7. A seção 4.3.1 apresenta os resultados das rodadas de desempenho.

4.2 Estudo de caso

Além das rodadas para análise do desempenho do modelo apresentadas na Seção 4.1, será conduzido um estudo de caso para uma fábrica real. A fábrica considerada para o estudo de caso é a fábrica Soda-Cloro Alagoas da Braskem, localizada no Pontal da Barra, na Região metropolitana de Maceió, estado de Alagoas. De acordo com Bastos, (2011), os principais produtos produzidos pela fábrica são Soda Cáustica, Cloro e Dicloroetano, com produção anual de 460.000, 400.000 e 520.000 toneladas, respectivamente. A fábrica consome tanto calor quanto energia elétrica, a demanda de calor é atendida por três caldeiras aquatubulares que somadas fornecem 120MW_{th}, o estudo ainda informa que a fábrica opera 8400 horas por ano, ou seja, faz uma parada de 15 dias por ano para

manutenção (esta tese considera que a parada ocorre nas primeiras 360 horas do ano). Por fim, a qualidade do calor demandado da fábrica é suficiente para gerar vapor saturado a pressão de 12 bar. Nessas condições, a temperatura de saturação é 188°C (SONNTAG *et al.*, 1996). Para os dados de oferta serão considerados os índices de DNI horários da cidade de Maceió retirados de EU Science Hub (2020), enquanto os custos serão os mesmos da rodada de validação, apresentados na Tabela 7. A Tabela 15 apresenta um resumo das premissas do estudo de caso.

Tabela 15 - Dados do Estudo de Caso

Potência (MWth)	120,00
Temperatura (°C)	188,00
Horas de operação (h)	8400
Localidade	Maceió
DNI média (kWh/m²/dia)	5,57
Custo Coletor PTC (USD/m²)	150,00
Custo Coletor Fresnel (USD/m²)	109,50
Custo Sistema de bombeamento PTC (USD/m²)	60,00
Custo Sistema de bombeamento Fresnel (USD/m²)	47,00
Custo Solar Salt (USD/kg)	0,49
Custo para manter o Solar Salt líquido (USD/kg)	1,06
Custo Therminol VP-1 (USD/kg)	3,96
Custo sistema de <i>backup</i> (USD/MWh)	1,70
Custo do Sistema de Armazenamento (USD/MWh)	35,00

Fonte: Elaboração própria a partir de Bastos, (2011), EU Science Hub (2020), IEA (2010b), Kearney *et al.*, (2003) e NREL (2020).

4.3 Resultados

Este capítulo objetiva apresentar os resultados das aplicações do MESH. Dessa forma, a seção 4.3.1 apresenta os resultados das análises de sensibilidade enquanto a seção 4.3.2 apresenta os resultados do estudo de caso.

4.3.1 Desempenho do modelo

Nesta seção os resultados das rodadas de desempenho do modelo são apresentados. O objetivo das rodadas de desempenho do modelo é identificar padrões de comportamento do modelo para diferentes cenários e avaliar se as escolhas feitas durante a construção do modelo como fornecer diferentes opções de coletores e HTF, introduzir as eficiências dos coletores em função da DNI, trabalhar com resolução horária e equilibrar a demanda com a oferta de calor das três fontes, permitem ao modelo capturar comportamentos do sistema SHIP que modelos sem estas características não apreenderiam. Desta forma, os dados

serão apresentados em tabelas destacadas com cores e gráficos de forma a tentar identificar padrões de comportamento. As tabelas contendo todos os resultados para cada análise de sensibilidade são apresentadas no Anexo III.

Os primeiros resultados a serem apresentados são os resultados relativos às variáveis de decisão do modelo: i) escolha do coletor; ii) escolha do HTF; iii) área de reflexão do campo solar; iv) energia proveniente do sistema de *backup*; e v) energia proveniente do sistema de armazenamento. Em seguida serão apresentados os resultados das variáveis relacionadas à configuração do campo solar: i) número de coletores por *loop*; ii) número de *loops*; e iii) energia final gerada no campo solar. Por fim, serão apresentados os resultados referentes ao custo: i) custo do campo solar; ii) custo do sistema de armazenamento; iii) custo do sistema de *backup*; iv) custo do HTF; v) custo total; vi) custo por potência; e vii) custo por energia gerada.

A Tabela 16 apresenta a escolha do coletor em cada caso, primeiro resultado avaliado nesta seção.

Tabela 16 - Coletores Escolhidos nas rodadas de desempenho

		Coletor Escolhido					
		Alimentos e Bebidas			Têxtil		
		Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)		3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	LS2_PTR70	ET150_UVAC2010	ET150_UVAC2010	SGX1_RTUVR	Sunfield6_RTUVR	LS2_PTR70	
5d_12h	SGX1_RTUVR	ET150_UVAC2010	Sunfield6_RTUVR	SGX1_RTUVR	LS2_PTR70	ET150_UVAC2010	
5d_24h	SGX1_RTUVR	Sunfield6_RTUVR	ET150_UVAC2010	LS2_PTR70	SGX1_RTUVR	ET150_UVAC2010	
7d_8h	SGX1_RTUVR	ET150_UVAC2010	ET150_UVAC2010	SGX1_RTUVR	SGX1_RTUVR	SGX1_RTUVR	
7d_12h	ET150_UVAC2010	SGX1_RTUVR	LS2_PTR70	LS2_PTR70	Sunfield6_RTUVR	ET150_UVAC2010	
7d_24h	SGX1_RTUVR	SGX1_RTUVR	ET150_UVAC2010	SGX1_RTUVR	SGX1_RTUVR	ET150_UVAC2010	

Fonte: elaboração própria

Analisando a Tabela 16 é possível identificar que os resultados refletem o benefício da escolha feita durante o desenvolvimento da ferramenta de representar a eficiência dos coletores como função da DNI. De fato, diferentes tipos de coletores foram escolhidos em localidades com diferentes índices de DNI. Verifica-se que o par concentrador receptor ET150_UVAC2010, foi o mais escolhido em Bom Jesus da Lapa, localidade de alto DNI, sendo escolhido em 8 das 12 análises. Por outro lado, a opção de coletor

SGX1_RTUVR se mostra o mais indicado para localidades de baixos índices de DNI, sendo escolhido em 8 das 12 rodadas que utilizaram os índices de DNI de Belém.

No que tange os setores industriais, o par ET150_UVAC2010, se mostrou mais indicado para o setor de Alimentos e Bebidas, que apresenta maior potência e menor temperatura, sendo escolhido 8 vezes, enquanto o segundo colocado foi escolhido 6 vezes. Já para o setor têxtil onde a potência é menor e a temperatura maior, o coletor mais escolhido foi o SGX1_RTUVR, também em 8 casos.

A tendência identificada na escolha dos coletores indica que a opção feita no desenvolvimento do MESH de fornecer diferentes opções de coletores com a mesma tecnologia de concentração (PTC e Fresnel), e considerar a eficiência como função do DNI permitem a escolha da opção de menor custo para cada localidade.

Uma vez que a escolha do coletor foi apresentada, a Tabela 17 apresenta a escolha do HTF em cada caso.

Tabela 17 - Escolha do HTF

	HTF Escolhido					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
5d_12h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
5d_24h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
7d_8h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
7d_12h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
7d_24h	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt

Fonte: elaboração própria

Analizando a Tabela 17, percebe-se que o óleo sintético Therminol VP-1 foi escolhido para todos os casos do setor de Alimentos e Bebidas, enquanto o Solar Salt foi escolhido para os casos do setor Têxtil. Esta escolha pode ser justificada pelo custo unitário e temperatura de operação de cada fluido. A temperatura considerada para o setor de Alimentos e Bebidas é 150°C enquanto a temperatura considerada para o setor Têxtil é 400°C. Como o Solar Salt se solidifica a 238°C e não pode ser escolhido para demanda de 150°C, o Therminol VP-1 é escolhido em todos os casos do setor de Alimentos e Bebidas. Para o setor Têxtil, cuja temperatura foi considerada 400°C, a escolha é pelo

Solar Salt, devido ao seu menor custo unitário. O custo do Therminol VP-1 é 3,96 USD/kg enquanto o custo do Solar Salt, incluindo o custo da utilização do sistema de *backup* para mantê-lo líquido, é 1,55 USD/kg. Este resultado também indica que considerar diferentes HTFs com diferentes custos e faixas de operação agrega ao modelo.

A seguir, a Tabela 18 apresenta a área de reflexão do campo solar em cada caso das rodadas de desempenho.

Tabela 18 - Área de reflexão campo solar em cada rodada de desempenho

	Área de Reflexão do campo Solar (m ²)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	136.062,62	90.212,48	55.384,87	45.057,17	30.231,03	18.906,81
5d_12h	128.598,83	86.858,22	54.663,74	43.388,33	28.791,96	17.991,67
5d_24h	118.760,11	79.682,02	49.245,80	40.799,66	26.113,07	16.607,69
7d_8h	141.041,38	96.086,91	59.276,71	47.566,90	31.305,26	19.942,89
7d_12h	145.040,76	89.385,81	57.751,52	46.741,04	31.068,52	19.226,59
7d_24h	125.798,07	82.585,38	52.690,40	42.475,37	27.884,71	17.790,76

Fonte: elaboração própria

Na Tabela 18, nota-se que, para o mesmo setor e perfil de demanda (ou seja, mesma potência horária), quanto melhor o recurso menor a área do campo solar, como é esperado.

A Figura 29 e a Figura 30 apresentam a área do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda, a tornar mais fácil a visualização desse efeito.

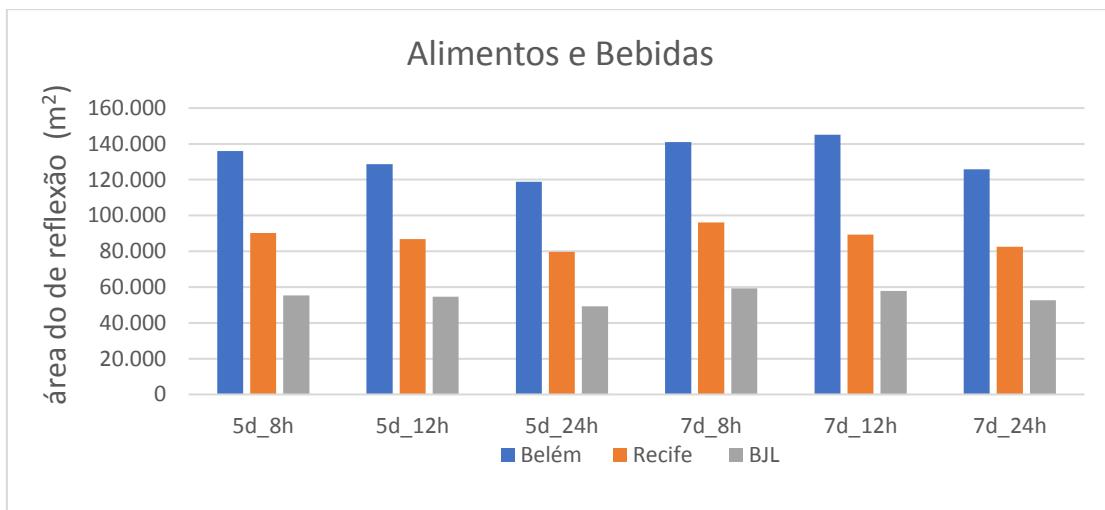


Figura 29 - Área de reflexão do campo solar em cada perfil de operação, em diferentes localidades para a energia anual do setor de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

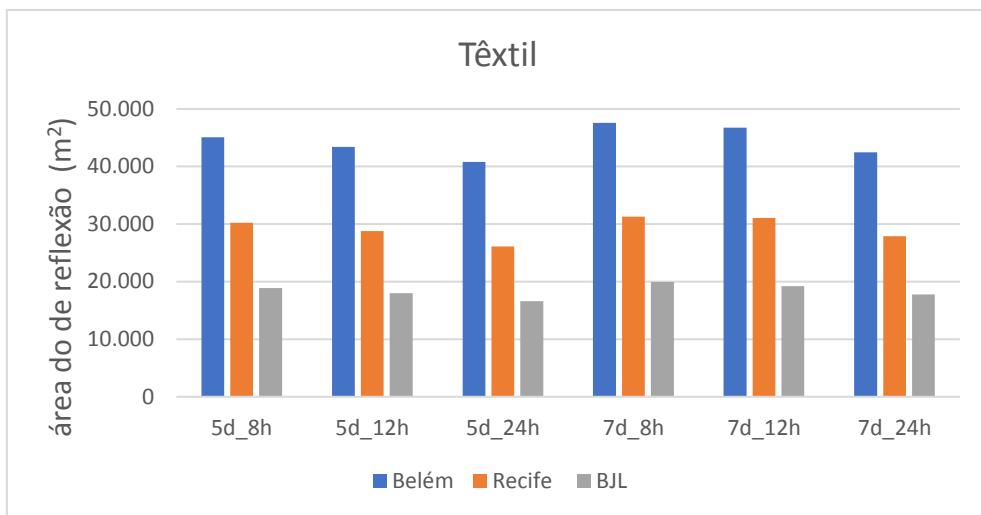


Figura 30 – Área de reflexão do campo solar em cada perfil de operação, em diferentes localidades para a energia anual do setor de têxtil

Fonte: elaboração própria

Para a mesma localidade e em perfis diferentes de operação não são identificadas grandes alterações nos valores apresentados na Tabela 18, é possível identificar uma pequena diminuição da área do campo solar para perfis de operação com mais horas por dia. Este resultado pode parecer inconsistente, uma vez que os perfis de operação que operam por mais horas, necessitam de uma área maior para a armazenar a energia para fornecê-la nos horários em que não há disponibilidade do recurso solar. Neste momento é necessário lembrar que a demanda horária de potência é inversamente proporcional às horas de operação no ano, uma vez que para as rodadas de desempenho optou-se por nivelar a energia anual em cada um dos setores industriais, como apresentado na Tabela 14. Desta forma, a área de reflexão do campo solar é influenciada por dois efeitos, enquanto um número maior de horas de operação aumenta a área do campo solar, a menor demanda horária de potência reduz a área do campo solar.

A capacidade do MESH de capturar estes dois efeitos decorre do fato deste modelo trabalhar com resolução horária. Trabalhar com dados horários permite ao modelo identificar os períodos em que há recurso e não há demanda e vice-versa. Desta forma, o modelo é capaz de otimizar o custo considerando a área do campo e a operação do sistema de armazenamento.

Por fim, os gráficos da Figura 31 e da Figura 32 apresentam a área de reflexão do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de operação para os setores de Alimentos e Bebidas e Têxtil, respectivamente.

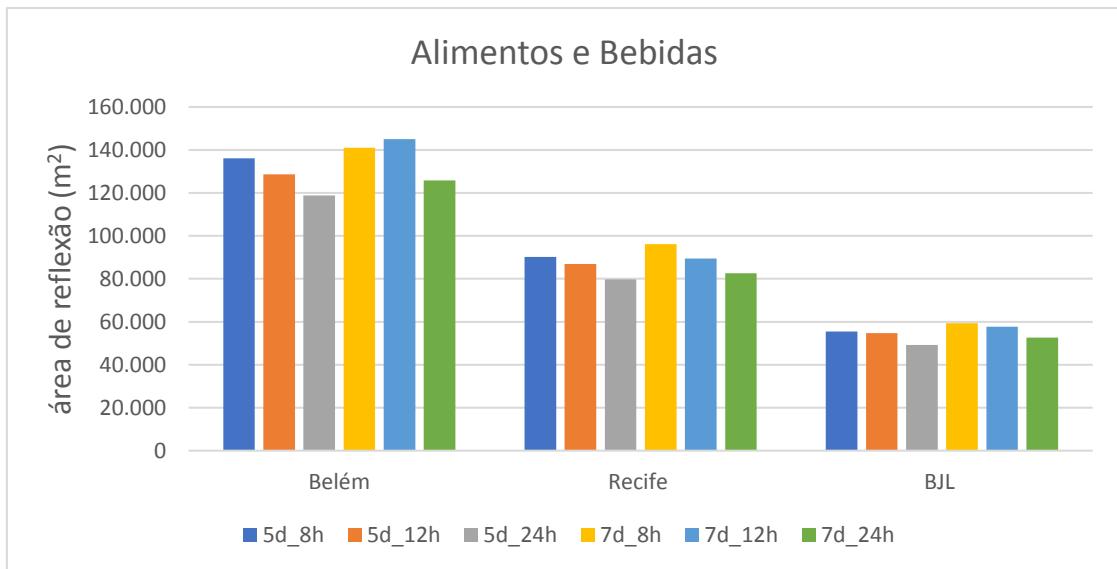


Figura 31 - área de reflexão do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda para o setor de alimentos e bebidas.

Fonte: elaboração própria

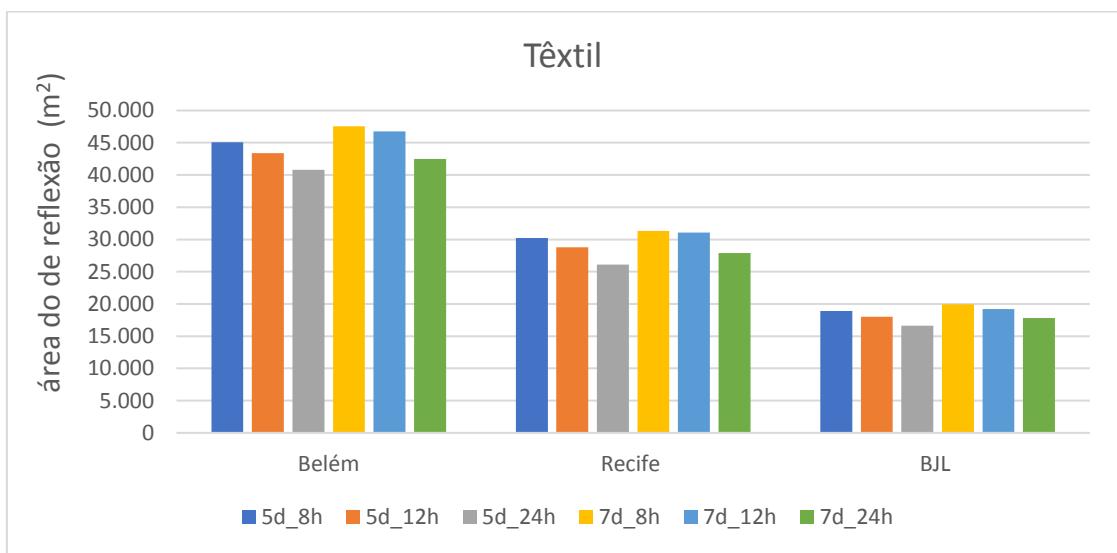


Figura 32 - área de reflexão do campo solar para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda para o setor têxtil.

Fonte: elaboração própria

Na Figura 31 e na Figura 32, é possível perceber que perfis de operação com mais horas tendem a apresentar uma área de reflexão do campo solar menor, enquanto para perfis de operação com mais dias tendem a apresentar uma área de reflexão do campo solar maior. Isto pode ser explicado uma vez que perfis que operam com 7 dias apresentam menos dias com recurso e sem demanda do que perfis que operam em 5 dias. Desta forma, a

demanda deve ser atendida instantaneamente, o que faz com que a área do campo aumente. Novamente, estes efeitos podem ser apreendidos devido à resolução horária.

As outras variáveis de decisão do modelo são a energia fornecida pelo sistema de *backup* e energia fornecida pelo sistema de armazenamento, ambas multiplicadas pelo custo por energia de cada um destes sistemas. A seguir serão apresentadas a energia fornecida por estes dois sistemas.

Tabela 19- Energia final proveniente do sistema de *backup*

	Energia Final Gerada Pelo Sistema de <i>Backup</i> (MWh)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00
5d_12h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00
5d_24h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00
7d_8h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00
7d_12h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00
7d_24h	11.016,00	11.016,00	11.016,00	3.717,00	3.717,00	3.717,00

Fonte: elaboração própria

Analisando a Tabela 19, percebe-se que a energia final gerada pelo sistema de *backup*, é constante em todos os casos do mesmo setor. Isto ocorre devido ao fato da restrição do sistema de *backup* à uma fração da demanda anual de energia, considerada como 15% nas rodadas de desempenho. Como o sistema de *backup* é a fonte térmica de menor custo, a tendência é que seja utilizada ao máximo. Nesse ponto é válido ressaltar que não é obrigatório que o nível máximo do uso do sistema de *backup* seja uma fração da demanda de energia em um ano. Esta restrição poderia ser introduzida no modelo de diversas formas; é possível limitar a área do campo solar e minimizar o uso do sistema de *backup*, para que o campo solar da planta seja menor ou igual à essa área, ou limitar a emissão de gases de efeito estufa proveniente da queima do combustível de *backup*. Outra possibilidade é considerar que o despacho do sistema de *backup* é permitido apenas em determinadas horas, quando houver disponibilidade de um resíduo agrícola, por exemplo. A seguir, a Tabela 20 apresenta a energia final proveniente do sistema de armazenamento em cada uma das análises de sensibilidade, enquanto a Figura 33 e a Figura 34 apresentam os diferentes perfis de demanda para a mesma localidade.

Tabela 20 - Energia Final proveniente do sistema de armazenamento

	Energia Final Proveniente do sistema de armazenamento (MWh)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	28.148,89	30.329,21	34.725,98	9.482,71	10.163,36	11.703,85
5d_12h	26.261,22	27.363,10	27.070,05	8.860,35	9.045,84	9.283,00
5d_24h	35.393,72	34.292,43	33.425,65	11.913,65	11.579,19	11.272,49
7d_8h	21.968,33	23.636,29	27.945,79	7.408,93	7.723,23	9.204,13
7d_12h	29.255,65	22.620,24	24.062,21	9.298,75	7.635,77	8.096,50
7d_24h	36.067,56	34.589,50	33.939,35	12.178,11	11.679,04	11.459,52

Fonte: elaboração própria

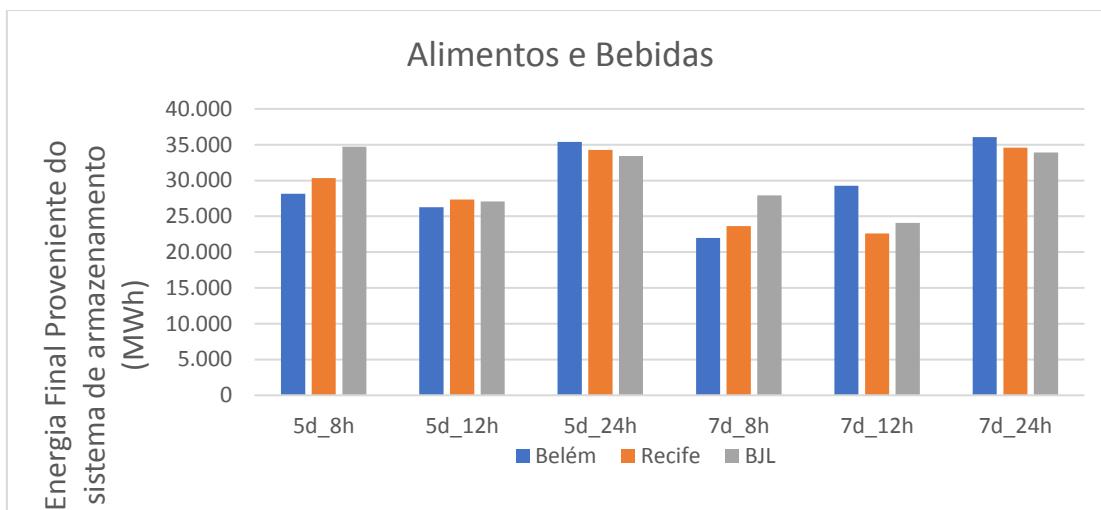


Figura 33- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda e mesma localidade para o setor de Alimentos e Bebidas

Fonte: elaboração própria

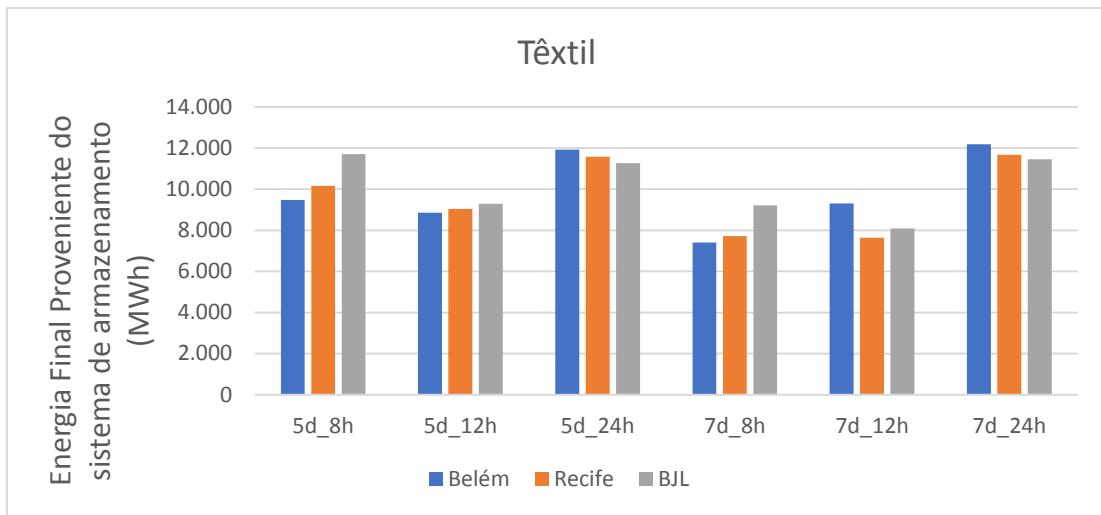


Figura 34- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda e mesma localidade para o setor Têxtil

Fonte: elaboração própria

Analisando a Figura 33 e a Figura 34, é possível identificar que, para perfis de operação com menos horas, as localidades com maiores níveis de DNI tendem a armazenar mais energia. Por outro lado, para perfis de demanda com mais horas de operação, as localidades com índices de DNI mais baixos tendem a acumular mais energia. Outra forma de analisar esse comportamento é através de gráficos que mostram os diferentes perfis de operação para a mesma localidade, como apresentado na Figura 35 e na Figura 36.

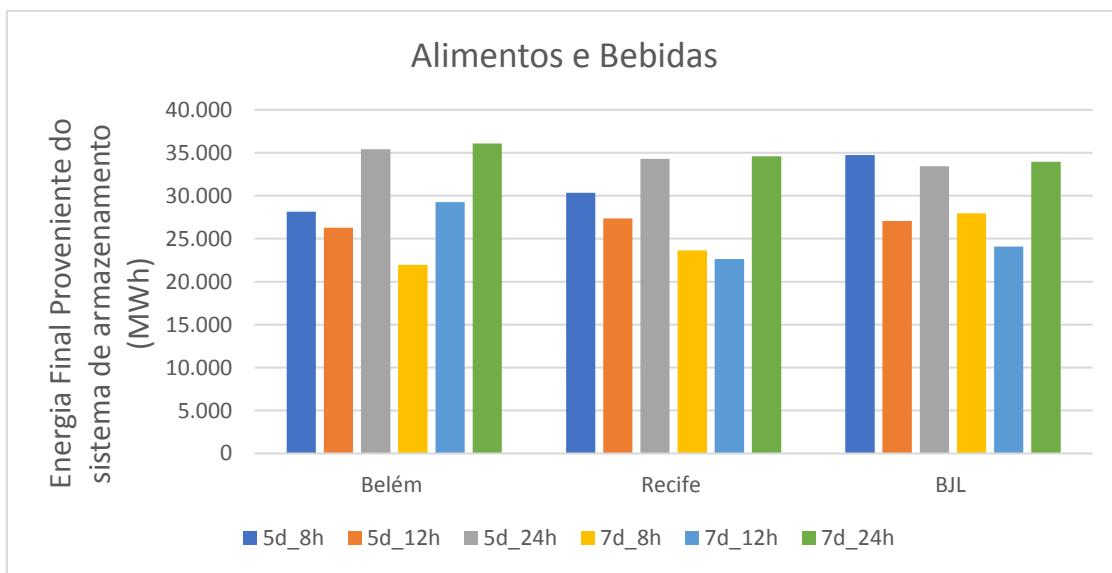


Figura 35- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para o mesmo perfil de demanda e diferentes localidades no setor de Alimentos e Bebidas

Fonte: elaboração própria

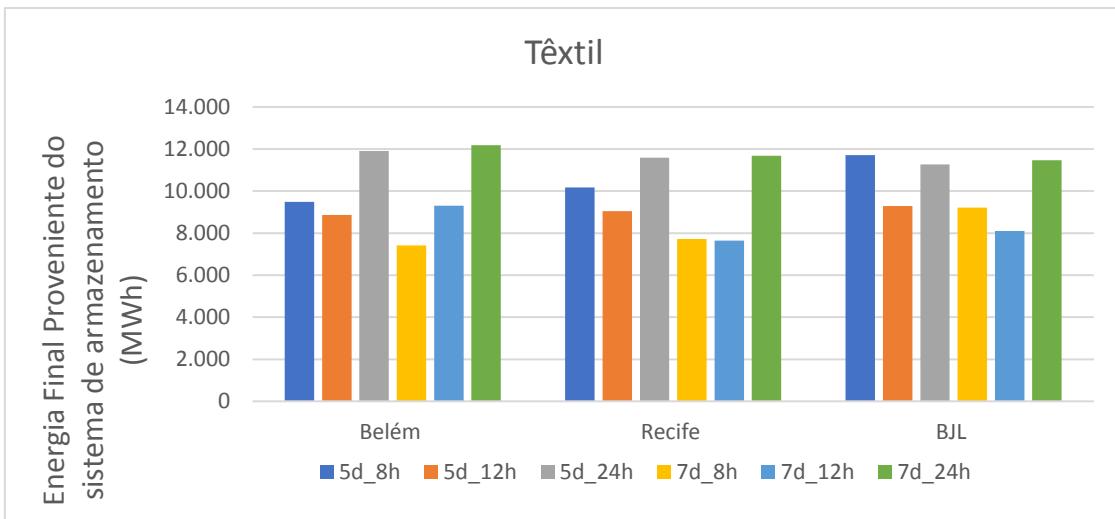


Figura 36- Energia final proveniente do sistema de armazenamento para o mesmo perfil de demanda e diferentes localidades no setor Têxtil

Fonte: elaboração própria

O comportamento identificado acima pode parecer contraintuitivo, uma vez que é de se esperar que a energia proveniente do armazenamento seja maior para os perfis com 24h de operação. Ocorre que o campo solar gera energia sempre que há disponibilidade de recurso, desta forma, em perfis com menos dias e horas de operação, como é o caso do perfil com 5 dias e 8 horas, o campo solar gera energia durante muitas horas em que não há demanda, o que aumenta a energia armazenada. Para localidades com melhores índices de DNI a radiação solar tende a estar disponível por mais horas, assim esse comportamento se acentua. Por esse motivo BJL é a localidade que mais gera energia final a partir do sistema de armazenamento para perfis de demanda com menos horas e dias.

Em perfis de operação com mais horas, como é o caso do perfil de operação com 24 horas, uma planta em BJL precisa armazenar energia para suprir a demanda durante a noite. Por outro lado, em todas as horas com disponibilidade do recurso também há demanda térmica, não havendo geração de energia em horas em que não há demanda. Por isso a energia proveniente do armazenamento é menor do que no perfil com 8 horas diárias de operação. Finalmente, para perfis de demanda com 12h por dia a maior parte da demanda ocorre quando há disponibilidade do recurso solar, assim, não há necessidade de armazenar para suprir a demanda nas horas sem recurso e nem excesso de energia gerada no campo solar. Logo, a energia proveniente do sistema de armazenamento é menor que nos outros dois casos (8 e 24 horas de operação por dia), como mostram a Figura 35 e a Figura 36. Em localidades com baixos índices de DNI, como é o caso de Belém, a geração

no campo solar não é tão alta nas horas em que há recurso solar e não há demanda. Desta forma, para perfis com menos horas e dias de operação, não se armazena tanta energia, o que faz com que, nesta localidade, a energia proveniente do sistema de armazenamento seja maior para perfis com mais horas de operação.

De forma a exemplificar o comportamento descrito nos parágrafos anteriores, a Figura 37 apresenta o despacho de cada uma das três fontes térmicas, demanda e DNI para um dia representativo do verão nas localidades de BJL e Belém para diferentes perfis de operação, enquanto Figura 38 apresenta a mesma análise para um dia representativo do inverno. É importante deixar claro que nestes gráficos valores positivos de armazenamento indicam momentos de carga (energia entrando no sistema) e valores negativos indicam descarga (energia sendo fornecida pelo sistema).

Nessas figuras é possível observar que, para perfis com 8 horas de operação, o armazenamento da energia nas horas em que não há demanda permite que esta energia armazenada atenda parcialmente a demanda nas horas em que ocorre, o que faz com que a energia proveniente do campo solar não atenda toda a demanda nas horas em que há DNI e demanda, aumentando a participação da energia proveniente do sistema de armazenamento na energia final. Em perfis com 12 horas de operação, ainda é possível observar um pequeno período com recurso solar e sem demanda, a maior parte da demanda, porém, ocorre quando há disponibilidade do recurso solar, desta forma, a demanda é atendida majoritariamente pela geração de calor proveniente do campo solar, o que diminui a energia final proveniente do sistema de armazenamento. Por fim, em perfis com 24 horas de operação o campo solar tende a absorver calor suficiente para atender toda a demanda nas horas em que há DNI e ainda armazenar energia, que é utilizada para atender a demanda nas horas em que não há recurso solar. Esses fatores fazem com que a energia proveniente do armazenamento na energia final seja maior.

É interessante notar também o comportamento nas diferentes localidades. Em Bom Jesus da Lapa, localidade de maior índice de DNI, no perfil com 8 horas de operação, a energia armazenada nas horas em que há recurso e não há demanda é maior do que a energia armazenada em Belém. O que corrobora os resultados apresentados no gráfico da Figura 35 e da Figura 36, dessa forma, a energia proveniente no campo solar nas horas em que há demanda e disponibilidade do recurso é menor em BJL do que em Belém, uma vez que a localidade de alto DNI armazenou mais energia. Por fim, é interessante notar como a DNI em Belém oscila mais que em BJL, o que mostra a maior presença de nuvens e se reflete no menor nível anual de DNI. Uma consequência dessa oscilação é o perfil de

operação do sistema de armazenamento, que acompanha a oscilação do recurso. Esta oscilação dos fluxos de energia do sistema de armazenamento decorre do fato do MESH trabalhar com balanço entre demanda e oferta de potência (somando as três fontes) a cada hora e de duas premissas consideradas no desenvolvimento do modelo. A primeira é que a energia gerada no campo solar deve ser utilizada para atender à demanda ou armazenada, não há desperdício de calor. A outra é que não pode haver carga e descarga do sistema de armazenamento na mesma hora. Assim, quando há um excesso de energia no campo solar ele é armazenado e, nessa hora, não há despacho do sistema de armazenamento.

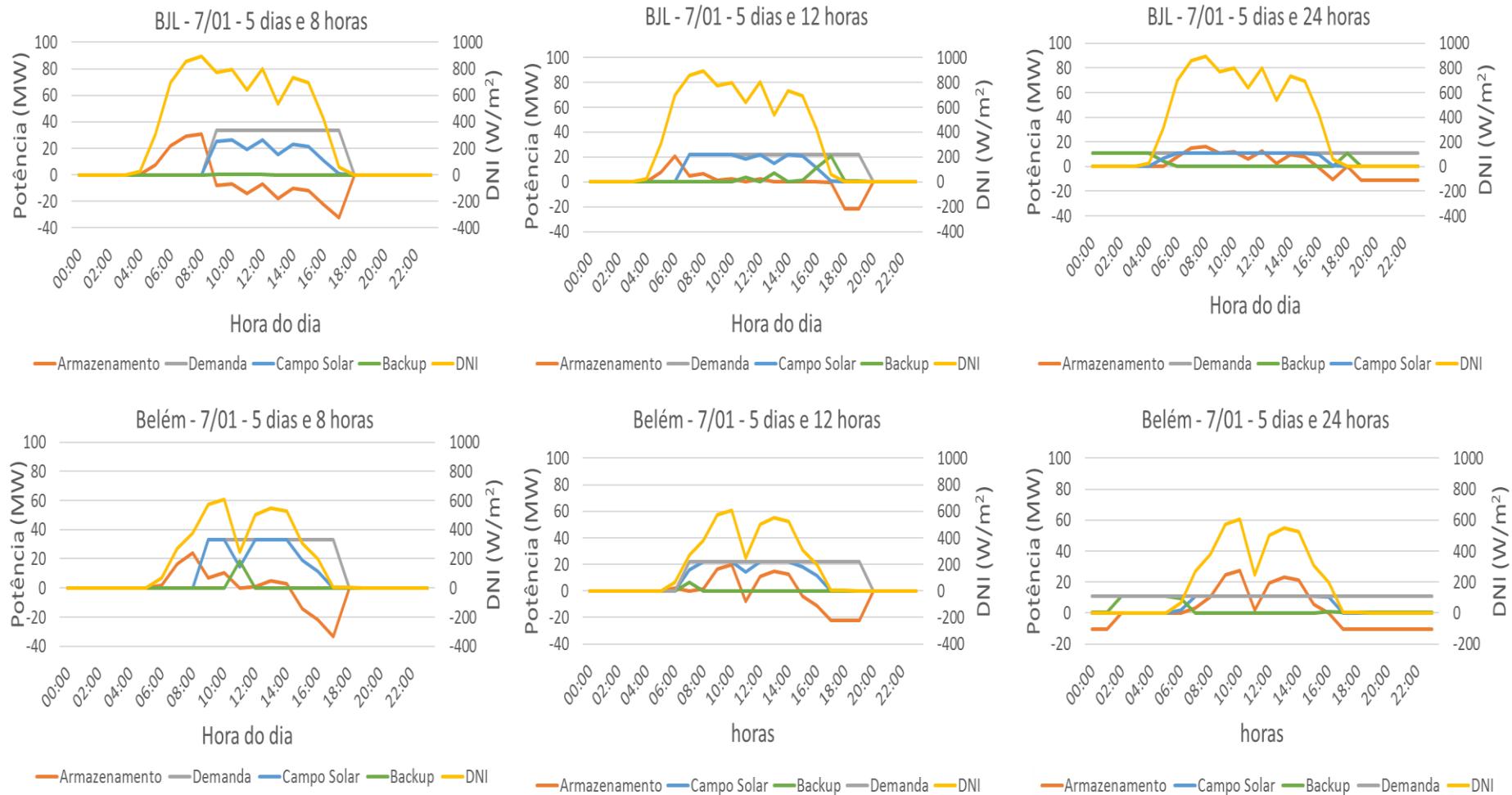


Figura 37 - Despacho no dia 7 de janeiro em Belém e BJL

Fonte: Elaboração própria

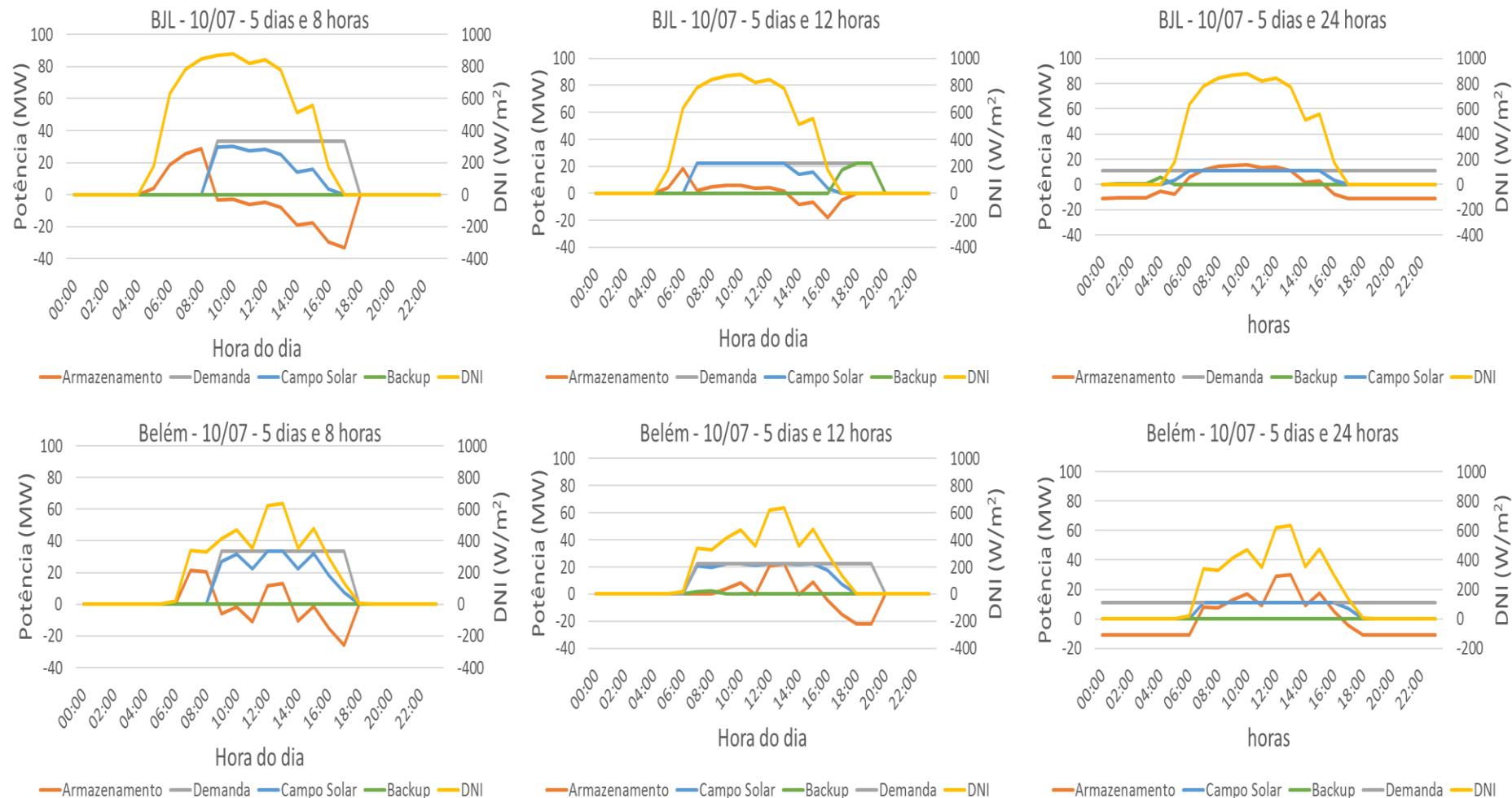


Figura 38 – Despacho no dia 10 de julho em Belém e BJL

Fonte: Elaboração própria

A partir das análises feitas acerca dos fluxos de energia proveniente do armazenamento e campo solar em diferentes localidades, é possível concluir que o modelo capturou bem o modo de operação do armazenamento para diferentes demandas e DNIs, assim como a escolha dos coletores.

A seguir serão apresentados os resultados referentes à configuração do campo solar, o número de coletores por *loop* e o número de *loops*. A Tabela 21 apresenta o resultado de número de coletores por *loop* com o modelo do coletor escolhido apresentado na Tabela 16, de forma a facilitar a visualização.

Tabela 21 - Número de coletores por *loop*

		Número de Coletores por <i>loop</i>					
		Alimentos e Bebidas			Têxtil		
		Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)		3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h		8 (LS2_PTR70)	5 (ET150_UVAC2010)	3 (ET150_UVAC2010)	16 (SGX1_RTUVR)	10 (Sunfield6_RTUVR)	8 (LS2_PTR70)
5d_12h		8 (SGX1_RTUVR)	5 (ET150_UVAC2010)	3 (Sunfield6_RTUVR)	16 (SGX1_RTUVR)	12 (LS2_PTR70)	7 (ET150_UVAC2010)
5d_24h		8 (SGX1_RTUVR)	5 (Sunfield6_RTUVR)	3 (ET150_UVAC2010)	16 (LS2_PTR70)	12 (SGX1_RTUVR)	7 (ET150_UVAC2010)
7d_8h		8 (SGX1_RTUVR)	5 (ET150_UVAC2010)	3 (ET150_UVAC2010)	16 (SGX1_RTUVR)	12 (SGX1_RTUVR)	8 (SGX1_RTUVR)
7d_12h		8 (ET150_UVAC2010)	5 (SGX1_RTUVR)	4 (LS2_PTR70)	16 (LS2_PTR70)	10 (Sunfield6_RTUVR)	7 (ET150_UVAC2010)
7d_24h		8 (SGX1_RTUVR)	5 (SGX1_RTUVR)	3 (ET150_UVAC2010)	16 (SGX1_RTUVR)	12 (SGX1_RTUVR)	7 (ET150_UVAC2010)

Fonte: elaboração própria

Analisando-se a Tabela 21, percebe-se que o número de coletores por *loop* para indústria Têxtil cuja temperatura da demanda é 400°C foi maior que a do setor de Alimentos e Bebidas, cuja temperatura é 150°C, em todas as localidades. Outro ponto interessante é que o coletor mais escolhido para BJL, o ET150_UVAC2010, necessitou de menos coletores por *loop* do que os outros modelos de coletor escolhidos nesta localidade. Para a demanda de calor de maior temperatura (setor Têxtil), o ET150_UVAC2010 atinge 400°C com 7 coletores por *loop*, enquanto os outros dois coletores escolhidos, LS2_PTR70 e SGX1_RTUVR necessitam de 8 coletores para atingir a mesma temperatura. Este resultado, corrobora que este coletor é mais eficiente para altos índices de DNI. Para localidade de Recife (média DNI) e no setor têxtil, o coletor

Sunfield6_RTUVR necessitou de menos coletores por *loop* para atingir os 400°C, menos inclusive que o E150_UVAC2010, o que indica que este coletor se adequa melhor à médias temperaturas mesmo que não tenha havido uma predominância em sua escolha para esta localidade.

Para baixas DNIs, o SGX1_RTUVR e o LS2_PTR70, necessitaram do mesmo número de coletores que o ET150_UVAC2010, como é o caso do número de coletores por *loop* em Belém para um calor de temperatura de 150°C (setor de Alimentos e Bebidas), o que mostra que o ET150_UVAC2010 não é mais eficiente que os outros coletores em baixas DNIs.

Estes resultados mostram que considerar a eficiência dos coletores como função da DNI e trabalhar com um modelo de otimização fazem com que o modelo seja capaz de calcular a configuração ótima do campo para cada demanda e recurso. Outra informação presente na Tabela 21, que vale ser discutida é que os mesmos coletores, para as mesmas localidades, temperatura de demanda e fluido de trabalho apresentam o mesmo número de coletores por *loop*. Este resultado é esperado uma vez que a energia gerada pelo mesmo coletor na mesma localidade, e por consequência a variação de temperatura por coletor, devem ser constantes o que mostra a consistência do modelo.

Uma vez que o número de coletores por *loop* foi discutido pode-se apresentar o número total de *loops* do campo solar. Este resultado é resumido na Tabela 22.

Tabela 22 - Número de *loops*

	Número de <i>loops</i>					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	83	52	25	7	6	12
5d_12h	39	24	38	6	11	5
5d_24h	36	35	22	11	5	4
7d_8h	43	58	27	7	6	6
7d_12h	28	46	78	13	6	6
7d_24h	40	36	24	6	6	4

Fonte: elaboração própria

Os resultados da Tabela 22 mostram que normalmente, quanto menor a demanda de potência a cada hora, menor é a área do campo solar (como mostram a Tabela 18, a Figura 23 e a Figura 24) e menor o número de *loops*.

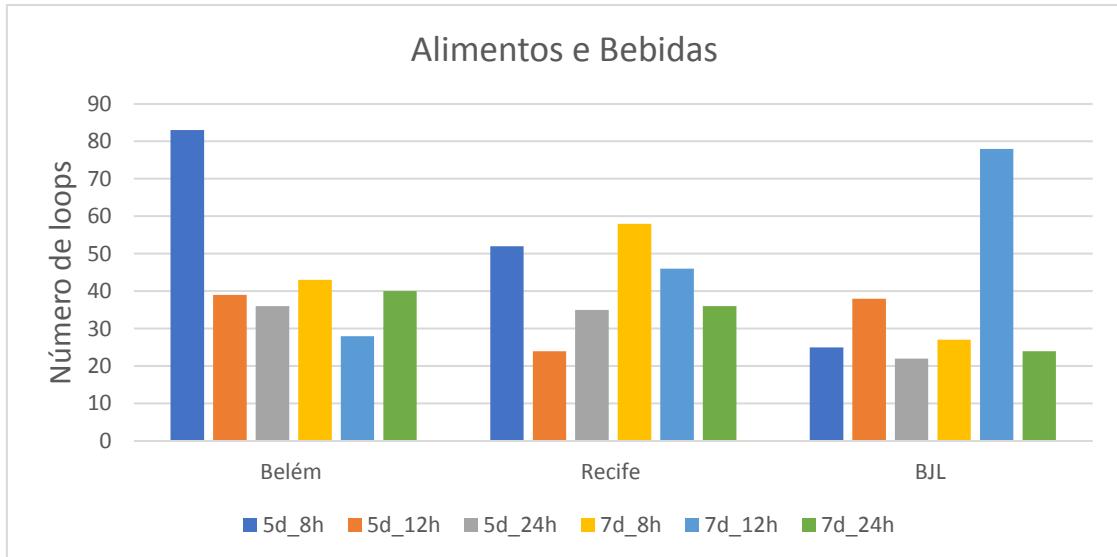


Figura 39 - Número de *loops* para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda no setor de

Alimentos e Bebidas

Fonte: elaboração própria

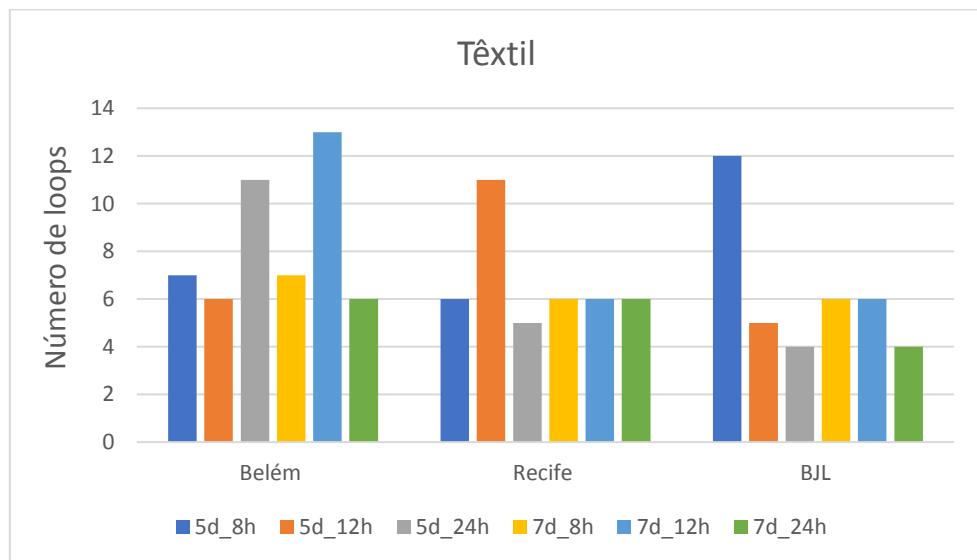


Figura 40 - número de *loops* para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda no setor de

Alimentos e Bebidas

Fonte: elaboração própria

Analizando-se a Figura 39 e a Figura 40, é possível identificar alguns casos em que uma área de campo solar menor apresentou um número de *loops* maior. Estes resultados refletem o fato das diferentes opções de coletores apresentarem áreas de reflexão diferentes, como mostra a Tabela 4 da seção 3.2.3. Desta forma, um coletor que apresente uma área de reflexão menor necessita de mais *loops* para gerar a mesma potência térmica. Não obstante, para casos com o mesmo coletor, percebe-se uma diminuição no número de *loops*, proporcional à demanda de potência.

Os resultados de número de *loops*, número de coletores por *loop* e escolha do coletor, assim como o fato de estas variáveis serem resultados da otimização do modelo, ao invés de serem dados de entrada, permitem capturar os efeitos discutidos acerca da configuração do campo solar, e mostram a coerência das escolhas feitas no desenvolvimento do modelo.

Uma vez que os resultados referentes à configuração do campo solar foram apresentados, a Tabela 23 apresenta os resultados de geração de energia final no campo solar.

Tabela 23 - Energia final fornecida pelo campo solar

	Energia Final Gerada no Campo solar em um ano (MWh)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	44.623,41	36.673,43	31.801,58	15.075,26	12.398,54	10.743,19
5d_12h	43.830,30	37.148,27	36.997,34	14.788,03	12.685,37	12.328,34
5d_24h	29.335,30	25.175,52	25.727,74	9.907,81	8.484,56	8.676,44
7d_8h	54.904,88	47.729,41	43.256,59	18.516,94	16.329,89	14.809,23
7d_12h	45.897,93	46.058,57	44.503,04	15.700,43	15.551,16	15.054,36
7d_24h	27.223,44	28.701,50	29.351,65	9.191,91	9.690,98	9.910,50

Fonte: elaboração própria

Analizando-se a Tabela 23, percebe-se que, para a mesma localidade e dias de operação na semana, a tendência é que quanto maior o número de horas de operação por dia (menor potência) menor a energia gerada final no campo solar, que diminui consideravelmente entre os perfis com 12 e 24 horas de operação diárias, devido ao fato de as horas de operação do perfil de 12 horas ocorrerem majoritariamente em horas em que há disponibilidade do recurso solar. O mesmo efeito pode ser observado para perfis com as mesmas horas diárias de operação e mais dias de operação na semana. A Figura 41 e a Figura 42 apresentam os resultados agrupados por localidade de forma gráfica, facilitando a visualização destes efeitos.

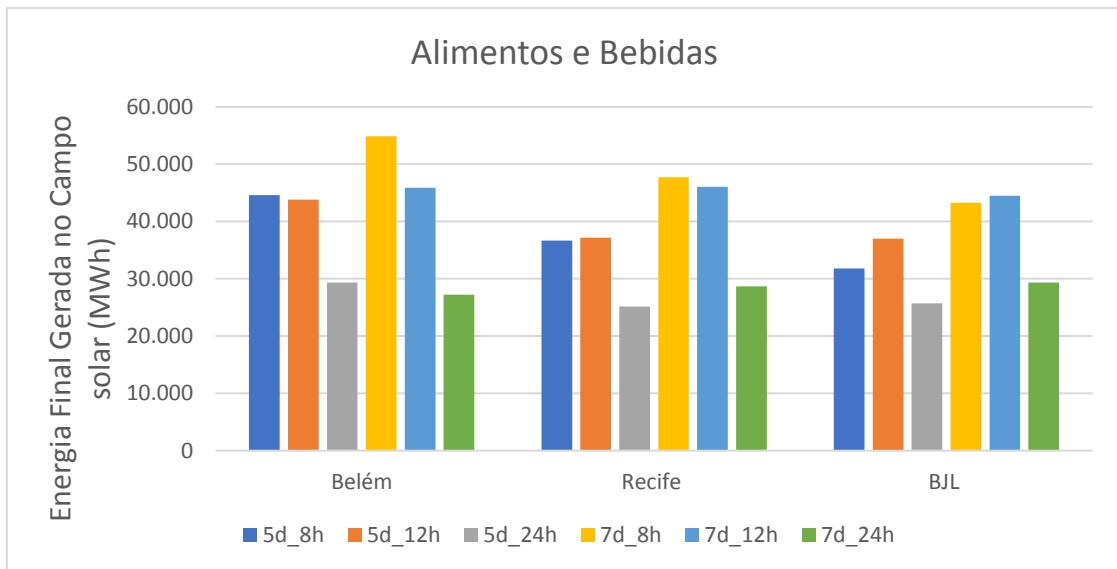


Figura 41 - Resultados de energia final proveniente do campo solar para o setor de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

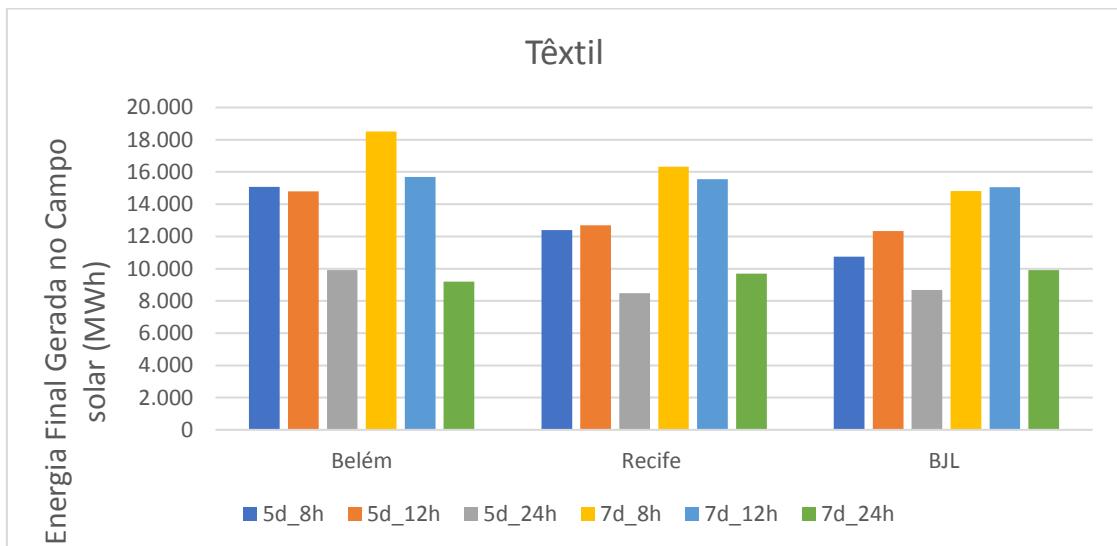


Figura 42 - Resultados de energia final proveniente do campo solar para o setor de têxtil

Fonte: elaboração própria

Analisando-se a Figura 41 e a Figura 42, é possível visualizar os efeitos discutidos, uma exceção é o caso de 5 dias e 8 horas e operação em Bom Jesus da Lapa, onde a energia fornecida pelo campo solar é menor, este resultado está de acordo com a discussão apresentada junto aos resultados de energia final proveniente do sistema de armazenamento, que foi maior para este caso. Como discutido, em BJL, localidade de melhor recurso, para perfis de operação com menos horas no ano, o campo solar gera mais energia nas horas em que não há demanda. Desta forma, armazena a energia para

não a desperdiçar, o que faz com que a energia final proveniente do campo solar seja menor. Por fim, é interessante notar a complementaridade entre a energia final gerada no campo solar e fornecida pelo sistema de armazenamento (Figura 37 e Figura 38).

A seguir serão apresentados os resultados de custo absoluto dos elementos do sistema nas rodadas de desempenho, esses custos são: i) custo do campo solar; ii) custo do armazenamento; iii) custo do *backup* e iv) custo do HTF. É necessário lembrar que os custos absolutos são resultados da multiplicação do componente por seu custo unitário. Para o custo do campo solar, o custo é área de reflexão do campo multiplicado pelo custo por área, para o custo do sistema de armazenamento é o nível máximo do sistema no ano multiplicado pelo custo por energia, para o sistema de *backup* é o total de energia utilizada durante o ano multiplicado pelo custo unitário por energia, enquanto o custo do HTF é a massa de HTF multiplicado pelo seu custo unitário.

É necessário esclarecer que o MESH trata dos custos de investimento de cada um destes componentes, com exceção do custo do sistema de *backup*, uma vez que seu custo unitário é multiplicado pela soma da energia proveniente desta fonte ao longo do ano. Dessa forma, o MESH não considera o custo nivelado do sistema, e cuida apenas do investimento necessário para a construção e operação da planta em um ano. Caso fosse realizada uma análise do custo nivelado seria necessário considerar uma vida útil para planta e uma taxa de desconto. Como os custos do MESH são parâmetros livres, eles podem ser alterados de forma a incorporar o custo de combustível e investimento do sistema de *backup*.

Por fim, é de se esperar que os custos absolutos tenham o mesmo comportamento do componente que multiplica o custo unitário. Assim, as tabelas e gráficos a seguir apresentaram os custos absolutos de forma breve.

A Tabela 24 apresenta os custos do campo solar.

Tabela 24 - Custo do Campo Solar

	Custo Campo solar (milhões de USD)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	28,57	18,94	11,63	9,46	6,35	3,97
5d_12h	27,01	18,24	11,48	9,11	6,05	3,78
5d_24h	24,94	16,73	10,34	8,57	5,48	3,49
7d_8h	29,62	20,18	12,45	9,99	6,57	4,19
7d_12h	30,46	18,77	12,13	9,82	6,52	4,04
7d_24h	26,42	17,34	11,06	8,92	5,86	3,74

Fonte: elaboração própria

A Figura 43 e a Figura 44 apresentam estes resultados de forma gráfica para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda, nelas, é possível observar que o comportamento é o mesmo da área do campo solar.

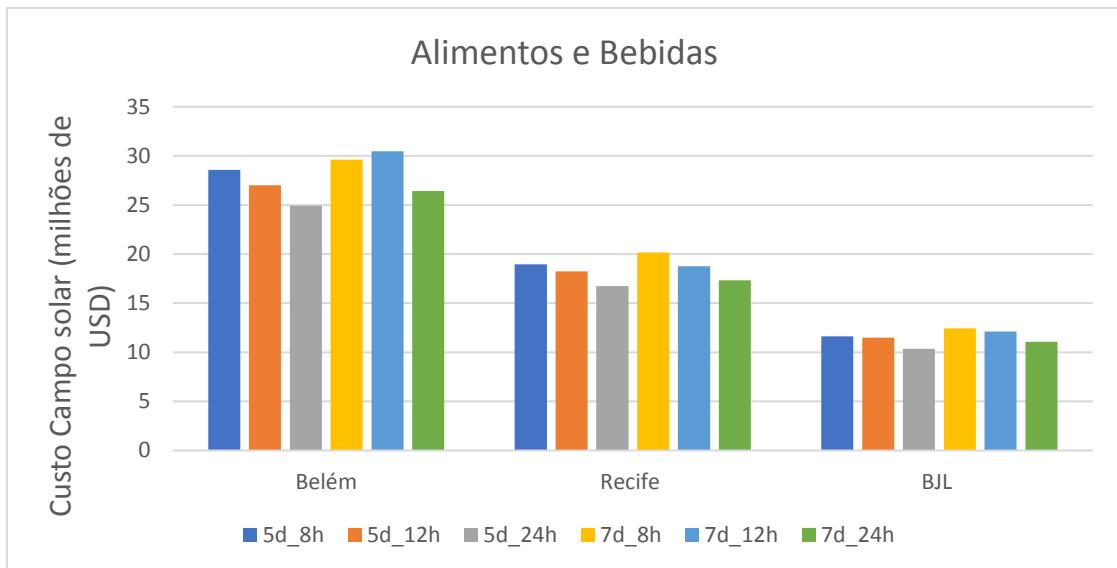


Figura 43 - Custo do campo solar para o setor de Alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

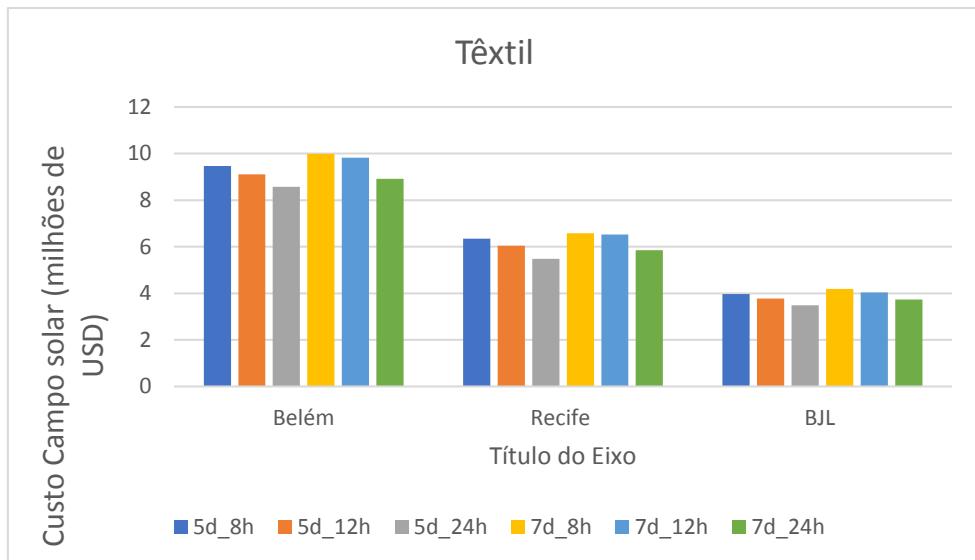


Figura 44 - Custo do campo solar para o setor de têxtil

Fonte: elaboração própria

Uma vez que o custo do campo solar foi apresentado pode-se apresentar o custo do sistema de armazenamento, a Tabela 25 apresenta os custos do sistema de armazenamento.

Tabela 25 - Custos do sistema de armazenamento

	Custo do sistema de armazenamento (milhões de USD)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	0,071	0,032	0,052	0,024	0,012	0,018
5d_12h	0,071	0,036	0,049	0,023	0,016	0,017
5d_24h	0,066	0,035	0,055	0,023	0,011	0,017
7d_8h	0,088	0,026	0,049	0,026	0,008	0,015
7d_12h	0,070	0,022	0,043	0,024	0,009	0,015
7d_24h	0,181	0,057	0,088	0,063	0,024	0,025

Fonte: elaboração própria

Para o custo do sistema de armazenamento é necessário fazer uma ressalva. O custo do sistema de armazenamento é o custo por energia multiplicado pelo nível máximo do sistema de armazenamento no ano. A função objetivo do MESH, porém, considera o custo do sistema de armazenamento a cada hora, por este motivo os custos apresentados na Tabela 25 não são proporcionais à energia final proveniente do sistema de armazenamento apresentados nesta seção. Como apresentado na seção 3.2.5, esta escolha previne que o modelo armazene energia sem custo para todos os níveis de armazenamento

abaixo do nível máximo no ano. A Figura 45 e a Figura 46 apresentam os resultados de forma gráfica os resultados para a mesma localidade e diferentes perfis de demanda.

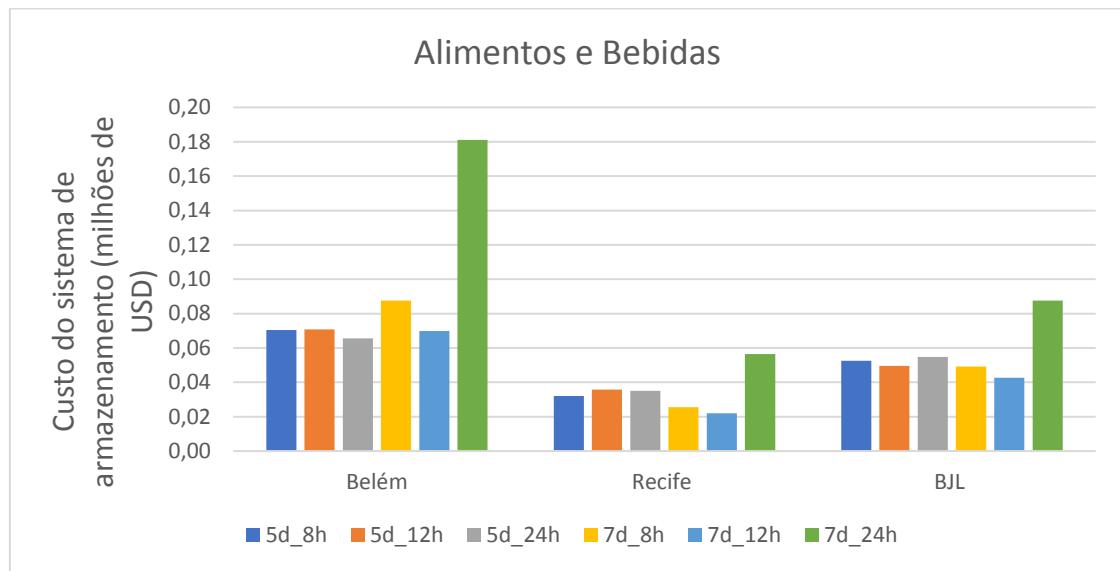


Figura 45- Custo do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda na indústria de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

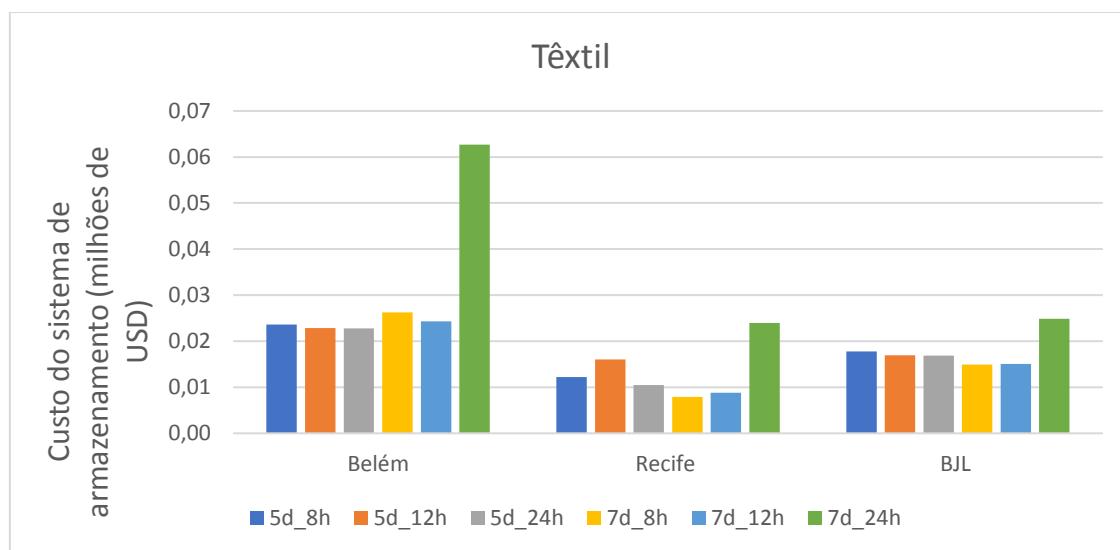


Figura 46- Custo do sistema de armazenamento para diferentes perfis de demanda na indústria têxtil

Fonte: elaboração própria

Nos resultados apresentados na Tabela 25, na Figura 45 e na Figura 46, é possível identificar algumas tendências de comportamento. Percebe-se uma tendência para maiores custos de armazenamento em cenários com 7 dias e 24 horas de armazenamento para os dois setores industriais em todas as localidades, o que mostra que, para suprir a

demanda por mais horas a capacidade máxima do sistema deve aumentar, assim como seu custo, mesmo que este não seja o perfil de demanda que teve maior parte da sua energia proveniente do sistema de armazenamento. Assim, em dias com 24 horas de operação, o armazenamento é utilizado por mais horas, ou seja, o sistema de armazenamento apresenta uma capacidade maior, suprindo essas horas. Em perfis com menos horas de operação, o armazenamento é utilizado durante menos horas, porém com uma potência maior, o que faz com que sua capacidade medida por horas de armazenamento seja menor e a potência final proveniente do armazenamento maior.

A seguir, a Tabela 26 apresenta os custos referentes ao sistema de *backup*.

Tabela 26 - Custo do Sistema de *backup*

	Custo do sistema de backup (milhões de USD)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006
5d_12h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006
5d_24h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006
7d_8h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006
7d_12h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006
7d_24h	0,019	0,019	0,019	0,006	0,006	0,006

Fonte: elaboração própria

Assim, como no caso do custo do campo solar, o custo do sistema de *backup* é a energia proveniente deste sistema no ano multiplicado pelo seu custo unitário, desta forma, é proporcional à energia gerada por este sistema.

A Tabela 27 apresenta o custo do fluido de trabalho. A Figura 47 e a Figura 48 apresentam este resultado de forma gráfica, nelas é possível ver que o custo do HTF para os diferentes casos segue o mesmo perfil da área do campo solar, isto acontece uma vez que a massa de HTF no campo solar é proporcional à área. Assim, quanto maior a área do campo, maior a massa de HTF e maior é o custo total deste elemento.

Tabela 27 - Custo do HTF

	Custo do sistema do HTF (milhões de USD)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	0,389	0,227	0,179	0,096	0,064	0,039
5d_12h	0,375	0,219	0,131	0,092	0,060	0,033
5d_24h	0,346	0,191	0,124	0,085	0,056	0,030
7d_8h	0,411	0,242	0,173	0,101	0,067	0,042
7d_12h	0,365	0,261	0,165	0,098	0,054	0,051
7d_24h	0,367	0,216	0,133	0,090	0,059	0,033

Fonte: elaboração própria

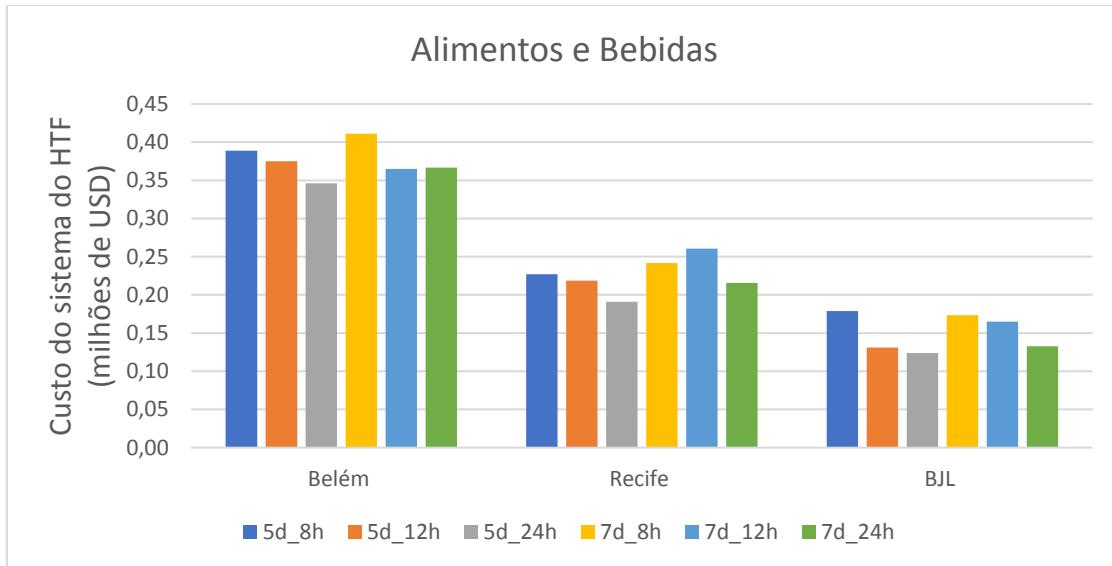


Figura 47 - Custo HTF agrupados por localidade e diferentes perfis de demanda para o setor de Alimentos e Bebidas

Fonte: elaboração própria

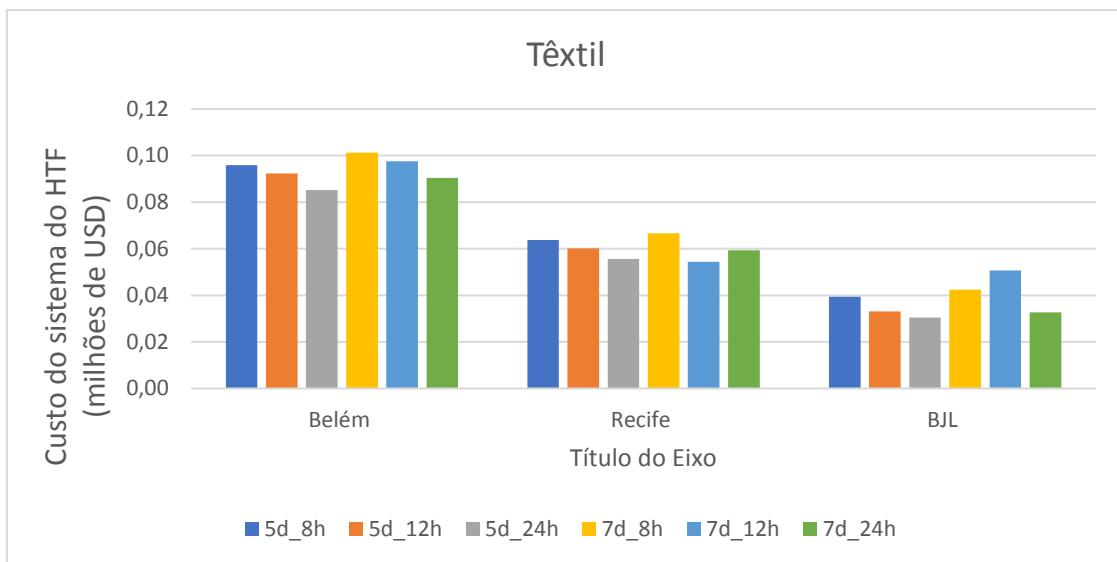


Figura 48 - Custo HTF agrupados por localidade e diferentes perfis de demanda para o setor têxtil

Fonte: elaboração própria

A seguir são apresentados os valores de custo total do sistema. O custo total do sistema é o a soma dos quatro custos apresentados até aqui. Como o custo do campo solar é consideravelmente maior que o custo dos outros elementos, o custo do sistema será próximo do custo deste elemento. A Tabela 28 apresenta os custos totais. Como os custos unitários são parâmetros livres do modelo, eles podem ser alterados a cada rodada, dessa forma é possível que outras rodadas resultem em custo do armazenamento e do *backup* mais expressivos.

Tabela 28 - Custo total do sistema

	Custo total do sistema (milhões de USD)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	29,26	19,22	12,09	9,59	6,43	4,03
5d_12h	27,67	18,51	11,68	9,23	6,13	3,83
5d_24h	25,55	16,98	10,54	8,68	5,56	3,54
7d_8h	30,36	20,47	12,69	10,12	6,66	4,25
7d_12h	31,13	19,07	12,36	9,94	6,59	4,11
7d_24h	27,25	17,63	11,30	9,10	5,95	3,80

Fonte: elaboração própria

O custo por potência é apresentado na Tabela 29.

Tabela 29 - Custo por potência

	Custo por potência (USD/kW)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	879,72	577,98	363,46	854,57	573,19	359,57
5d_12h	1.248,07	835,08	526,79	1.234,38	819,38	512,66
5d_24h	2.304,14	1.530,82	950,23	2.321,34	1.485,51	946,78
7d_8h	1.190,61	802,62	497,73	1.177,18	773,93	494,48
7d_12h	1.831,02	1.122,01	726,83	1.732,47	1.148,86	716,07
7d_24h	3.205,74	2.074,59	1.329,91	3.170,90	2.071,60	1.324,03

Fonte: elaboração própria

A partir da análise da Tabela 29, pode-se identificar que, para o mesmo perfil de demanda, o custo por potência é inversamente proporcional à qualidade do recurso nos dois setores industriais, como mostram os gráficos da Figura 49 e da Figura 50. Como é esperado, uma vez que quanto melhor o recurso menor a área de campo solar para gerar a mesma potência e menor o custo.

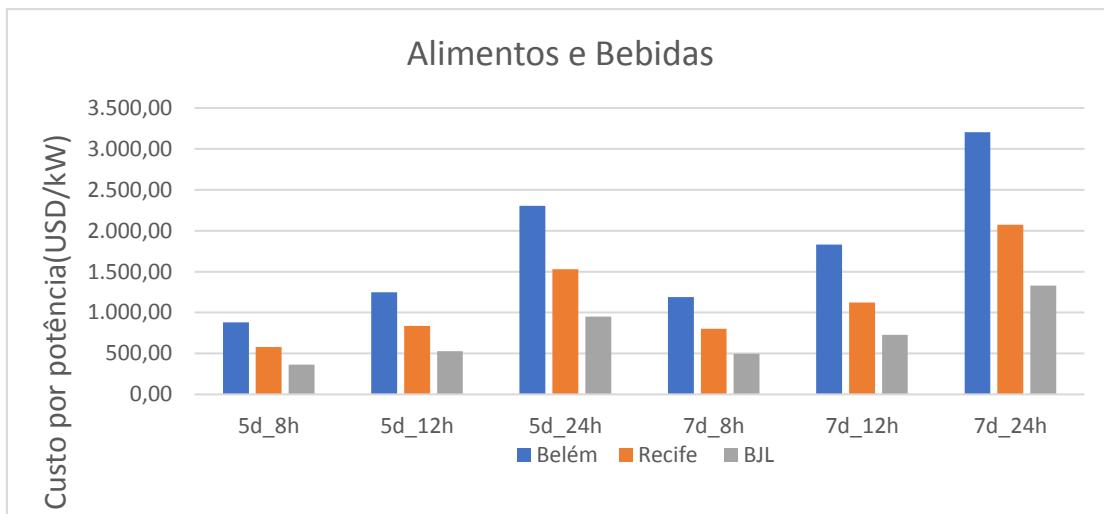


Figura 49 - Custo por potência para os mesmos perfis de demanda e diferentes localidades para o setor de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração próprio

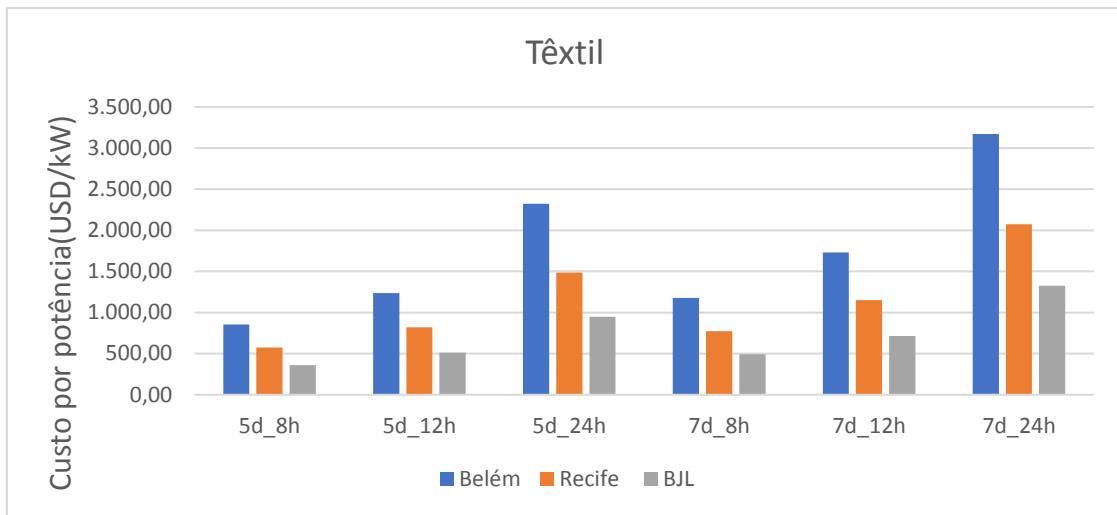


Figura 50 - Custo por potência para os mesmos perfis de demanda e diferentes localidades para o setor de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

Ainda analisando a Tabela 29 percebe-se que, para a mesma localidade, os custos por potência são menores para perfis de demanda com maiores potências, como mostra a Figura 51, para o setor de Alimentos e Bebidas e a Figura 52 para o setor Têxtil.

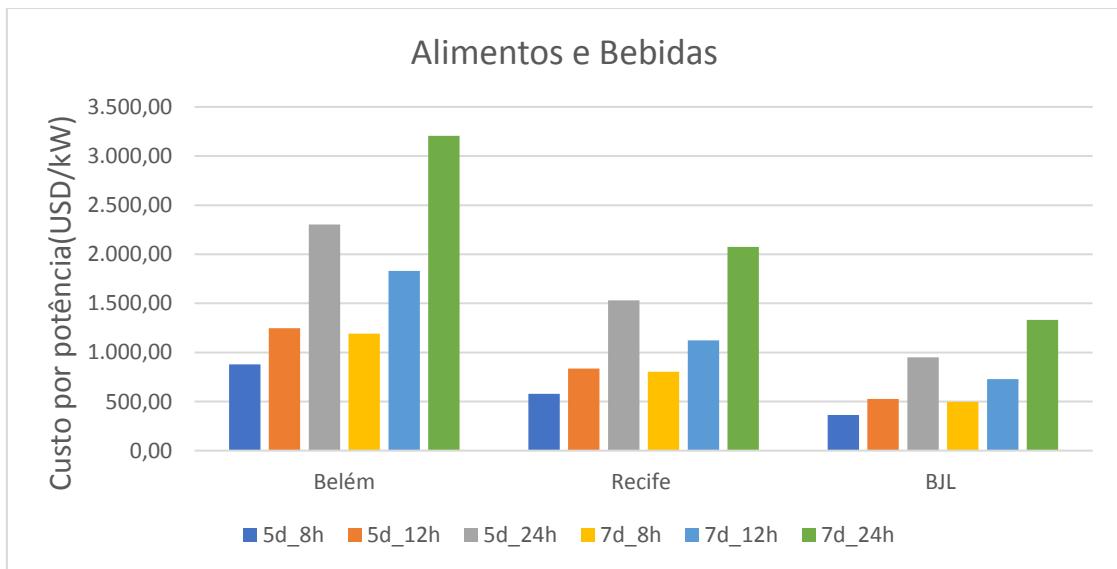


Figura 51 - Resultado de custo por potência para a mesma localidade do setor de alimentos e bebidas

Fonte: elaboração própria

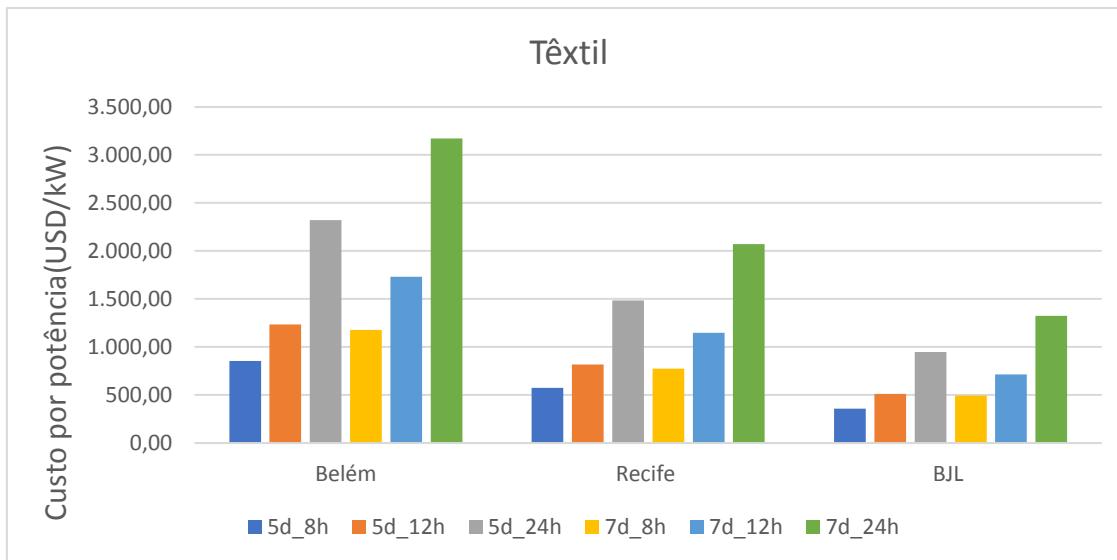


Figura 52 - Resultado de custo por potência para a mesma localidade do setor de têxtil

Fonte: elaboração própria

Por fim, são apresentados os custos por energia gerada pelo sistema na Tabela 30. Para que se chegasse aos resultados apresentados na Tabela 30, o custo total, soma do custo do campo solar, sistema de armazenamento, HTF e sistema de backup foi dividido pela soma de calor gerado pelas três fontes durante um ano de operação.

Tabela 30 - Custo por energia

	Custo por energia (USD/MWh)					
	Alimentos e Bebidas			Têxtil		
	Belém	Recife	BJL	Belém	Recife	BJL
DNI média (kWh/m ² /dia)	3,11	4,16	6,02	3,11	4,16	6,02
5d_8h	346,30	244,20	154,49	339,11	244,73	152,82
5d_12h	340,03	244,26	154,99	336,30	239,99	150,86
5d_24h	337,35	242,91	151,47	342,67	235,64	150,92
7d_8h	339,46	243,85	151,52	335,63	235,26	150,53
7d_12h	356,75	236,13	153,18	341,91	241,80	150,91
7d_24h	365,95	236,83	151,82	361,98	236,48	151,15

Fonte: elaboração própria

Na Tabela 30, percebe-se que o custo por energia gerada diminui consideravelmente para diferentes localidades no mesmo perfil de demanda, porém não sofre grandes alterações para diferentes perfis de demanda e mesma localidade. Além disso é interessante notar que nos casos em que o custo do sistema de armazenamento foi maior, o custo por energia também foi ligeiramente maior. A seguir, os preços por energia do sistema SHIP resultantes das rodadas de desempenho serão comparados com o custo do calor gerado a

partir de potenciais substitutos como óleo Diesel, óleo combustível e gás natural. A Tabela 31 mostra essa comparação.

Tabela 31 - Comparação dos resultados SHIP com o calor geração a partir de combustíveis fósseis

Combustível	Custo (USD/MWh) ²⁴		
	Belém	BJL	Recife
Diesel	175,77	167,92	163,61
GLP	233,85	219,91	220,33
Óleo combustível	65,16	58,23	69,75
Média SHIP	345,29	152,06	240,17

Fonte: Elaboração própria a partir de preços fornecidos por ANP (2020)

A Tabela 31, mostra que o custo por energia da SHIP ainda está consideravelmente acima do custo por energia do óleo combustível e do Gás natural. É necessário, porém, fazer uma discussão acerca do custo nivelado considerando as características de uma fonte de energia renovável como a SHIP e de uma fonte fóssil. O valor do custo por energia da SHIP apresentado na Tabela 31, considera um ano de operação enquanto o cálculo por energia dos combustíveis fósseis considera o custo do combustível e a eficiência de conversão da caldeira. Ocorre que em um sistema SHIP a maior parte dos custos incorrem durante a construção da planta, em forma de custo de capital, uma vez que a energia final é majoritariamente proveniente do sol, seja diretamente do campo solar ou indiretamente através do sistema de armazenamento. Dessa forma, ao considerar os custos de operação que incorreriam ao longo da vida útil da planta, o custo nivelado tenderia a ser menor que o custo dos sistemas SHIP apresentados na Tabela 31. A geração de calor a partir de combustíveis fósseis, porém, ocorre somente quando o combustível é consumido, dessa forma, combustível fóssil seria consumido ao longo de toda a vida útil da planta, e não haveria diferença significativa entre os valores da Tabela 31 e o custo nivelado de sistemas que geram calor a partir de combustíveis fósseis.

Por fim, vale a pena analisar a escolha dos coletores em cada localidade. Para a localidade de baixa DNI, o coletor de preferência foi o SGX1_RTUVR para a maioria dos casos do setor de alimentos e bebidas em que este coletor foi escolhido o custo por energia foi menor (5d_12h, 5d_24h, 7d_8h e 7d_24h), uma exceção é o perfil com 7 dias e 24 horas de operação que teve o custo por energia mais elevado. Esse custo mais elevado pode ser explicado pelo maior custo do sistema de armazenamento, o mesmo ocorre para Belém

²⁴ Para o cálculo dos valores em USD/MWh os dados de poder caloríficos, massa específica e taxa de câmbio (1,76R\$/USD) foram retirados de EPE, (2019). Os preços da localidade de BJL foram aproximados pelos preços de Salvador uma vez que não já dados de preço para BJL em ANP (2020).

no setor têxtil. Os menores custos decorrentes da escolha de um coletor mais eficiente também podem ser observados em BJL. Nesta localidade, os casos em que o coletor ET150_UVAC2010 foi escolhido tendem a ter menor custo, mesmo com o aumento do custo do sistema de armazenamento. Novamente, estes resultados mostram a vantagem de o modelo ser de otimização, de se considerar diversos modelos de coletor para a mesma tecnologia de concentração e introduzir a eficiência dos coletores como função da DNI.

4.3.2 Estudo de caso

Esta seção apresenta os resultados do estudo de caso. Para esta rodada, foram utilizados dados de demanda da fábrica Soda-Cloro Alagoas da Braskem, e os índices de DNI de Maceió e os dados da Tabela 15. A Tabela 32 resume os resultados do estudo de caso.

Tabela 32 - Resultados do estudo de caso para fábrica Soda-Cloro Alagoas da Braskem

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
Área do campo solar (m ²)	748.892,47
Número de Coletores por <i>loop</i>	4,00
Número de <i>loops</i>	240,00
Múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,87
Múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,45
Energia gerada no Campo solar (MWh)	857.965,08
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	345.912,47
Custo do campo solar (MMUSD)	157,27
Custo HTF (MMUSD)	1,85
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	49.613,20
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	13.532,79
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	510.887,53
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	512.052,61
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	105,95
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,19
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,66
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.826,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.822,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	1,74
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	151.200,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	17,26
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	2.406,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,26
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	161,11
Custo por potência (USD/kW)	1.342,59
Custo por energia (USD/MWh)	159,83

Fonte: Elaboração própria

Analizando os resultados da Tabela 32, percebe-se que o coletor escolhido foi um coletor PTC, o ET150_UVAC2010, este coletor é o mesmo coletor escolhido na maioria das rodadas de desempenho que utilizaram o recurso de Bom Jesus da Lapa, como visto na seção 4.3.1. Como os índices de DNI de Maceió (5,57 kWh/m²/dia) são próximos aos de BJL, este coletor tende a ser o mais eficiente, sendo capaz atender à demanda com menor área de campo solar e menor custo. O fluido de trabalho escolhido foi o Therminol VP-

1. Este fluido de trabalho, apesar de ter o maior custo unitário, foi escolhido devido à temperatura da demanda (188°C) ser fora da faixa de operação do Solar Salt.

Analizando os resultados de energia apresentados na Tabela 32, a demanda de energia ao longo do ano é produto dos 120MWth pelas 8400 horas de operação, ou seja 1.008.000 MWh. O campo solar forneceu 345.912,47MWh, o sistema de armazenamento forneceu 510.887,53MWh e o sistema de backup forneceu 151.200,00MWh, estes valores equivalem a 34%, 51% e 15%, respectivamente. Como a fábrica opera em 8400 das 8760 horas do ano, é de se esperar que o sistema de armazenamento forneça a maior parcela da energia final. O combustível de *backup* forneceu 15% da energia final, ou seja, o máximo permitido. O custo total do sistema foi 161,11 milhões USD, o custo por potência foi 402,78 USD/kW e o custo por energia gerada foi 159,83 USD/MWh. É importante ressaltar que este custo não é o custo nivelado do calor, uma vez que o modelo considera a operação em apenas um ano da planta, para que o custo nivelado do calor fosse calculado seria necessário considerar uma vida útil do sistema, assim como os custos de operação ao longo dessa vida útil e uma taxa de desconto.

Analizando os custos dos resultados obtidos com o MESH, o componente de maior custo foi o campo solar, sendo responsável por 97,61% do custo total do sistema. É necessário lembrar que o MESH vê a operação da planta em um ano, desta forma, não considera os custos do consumo de gás natural que incorreriam durante a vida útil do projeto, o que aumentaria a participação do custo do sistema de *backup*, no custo total do sistema. Além disso, os custos unitários são parâmetros livres e podem ser alterados em cada rodada. Neste estudo de caso, assim como nas rodadas de desempenho e validação, custos unitários padrão internacional foram utilizados, caso outros custos unitários fossem utilizados os resultados de custo poderiam ser consideravelmente diferentes.

Para fins de comparação será feita uma rodada no SAM, que não possui a capacidade de selecionar, via otimização, os componentes da planta como o MESH, nem tampouco busca otimizar o seu custo. Dessa forma, foram introduzidos no SAM os mesmos dados de entrada fornecidos para o MESH: i) irradiação horária; ii) potência; iii) temperatura e iv) custo unitário do sistema. Foram adotados no SAM os seus valores-padrão e eles foram ajustados conforme os parâmetros otimizados pelo MESH, como: i) número de coletores por *loop* (garantindo o atendimento da qualidade do calor requerido); ii) horas de armazenamento; e iii) múltiplo solar para média das máximas diárias. Estes são dados de entrada do SAM, enquanto no MESH derivam da sua otimização, sendo os resultados da Tabela 32 (são dados de saída do MESH, portanto). O modelo de coletor utilizado será

o padrão do SAM, o par SkyTrough_PTR80. A Tabela 33 apresenta a comparação entre os principais resultados do SAM e do MESH.

Tabela 33 - Comparaçāo entre os resultados do MESH e do SAM

	MESH	SAM
Área de reflexão do campo solar (m ²)	748.892,47	1.091.584,00
Energia gerada em um ano sem <i>backup</i> (MWh)	856.800,00	979.213,82
Energia por área sem <i>backup</i> (MWh/m ²)	1,14	0,90
Custo por energia gerada sem <i>backup</i> (USD/MWh)	188,04	257,80
Custo por potência (USD/kW)	402,78	402,78
Custo total do sistema (MMUSD)	161,11	236,83
Número de <i>loops</i>	240,00	416,00

Fonte: elaboração própria

Os resultados apresentados na Tabela 33 mostram que o sistema proposto pelo MESH é capaz de gerar mais energia por área, apresenta o menor custo por energia gerada em um ano e menos *loops*, mesmo descontando a energia gerada pelo sistema de *backup*. A energia final gerada através deste sistema foi descontada uma vez que o SAM não permite que este sistema gere energia final. Estes resultados mostram a vantagem de se trabalhar com um modelo de otimização capaz de otimizar o balanço de quantidade e qualidade de energia. Dessa forma, despacho do campo solar, armazenamento e *backup* também são otimizados de acordo com a demanda o perfil horário de DNI. Outra vantagem reside em utilizar a opção de coletor solar mais eficiente para cada localidade, o que se reflete no resultado de maior geração de energia por área.

Por fim, os gráficos da Figura 53 apresentam o despacho diário de um dia típico de verão e um dia típico de inverno para o estudo de caso na simulação a partir das duas ferramentas. O dia típico do inverno continua sendo 10/07 enquanto do dia típico do verão foi considerado 20/12. O dia típico de verão considerado no estudo de caso é diferente daquele considerado nas rodadas de desempenho uma vez que foi considerado que as 360 horas (15 dias) anuais em que a fábrica não opera ocorrem no início no ano, dessa forma no dia 07/01 a fábrica não opera.

Analizando os gráficos da Figura 53, alguns pontos chamam atenção. O primeiro é que em alguns momentos a energia gerada no campo solar pela simulação feita no SAM não é destinada nem para geração de calor final nem para o armazenamento, havendo um desperdício de energia. Esse efeito é visível em momentos em que a linha “Campo Solar” ultrapassa a linha “Potência instalada”. Um dos motivos pelo qual isso pode ocorrer no SAM e não no MESH é devido à forma como os dois modelos são construídos. O SAM

é um modelo de geração de energia e, nele, o dado de entrada é a potência instalada e não a demanda do processo industrial, dessa forma ele maximiza a geração de energia térmica para essa potência instalada, o que acarreta em momentos em que o sistema pode gerar mais energia no campo solar do que o necessário para atender sua capacidade nominal. O MESH, por sua vez, otimiza o despacho das três fontes (campo, armazenamento e *backup*) para atender à uma demanda determinada, o que faz com que o modelo evite perdas de energia. Outra característica do MESH que não está presente no SAM e permite que se otimize o despacho é a possibilidade de o sistema de *backup* gerar energia final.

Outro ponto que chama a atenção é como o MESH responde melhor à variação de DNI que o SAM. O SAM passa mais horas sem geração e quando gera energia tende a gerar uma potência maior do que o MESH, o que faz com que as curvas de geração do campo solar do SAM apresentem uma inclinação mais acentuada que as curvas de geração do campo solar do MESH. Essas curvas mais suaves mostram que o MESH considera melhor os efeitos da inércia térmica que o SAM. Como antes destacado nesta tese, os efeitos de inércia térmica foram considerados no desenvolvimento do MESH durante o desenvolvimento das curvas de eficiência por DNI dos coletores. Outro ponto é que o SAM considera a possibilidade de entrada e saída de calor do sistema de armazenamento na mesma hora. O MESH, por outro lado, considera que o sistema de armazenamento só pode usar energia que foi armazenada até a hora anterior, o que evita que haja entrada e saída de energia térmica do armazenamento na mesma hora.

Por fim, o SAM tende a gerar energia no campo solar e armazená-la em maior quantidade que o MESH, parecendo fornecer a configuração de um sistema sobredimensionado e não otimizado. Isto é visível nos resultados de custo e geração de calor por área (mesmo descontando o calor gerado pelo sistema de *backup*) apresentados na Tabela 33. Isso também pode ser explicado pelo fato de o SAM avaliar o sistema pela ótica do gerador, segundo uma potência fornecida, e não do equilíbrio entre recurso e demanda como o MESH, buscando encontrar as dimensões ótimas do sistema, como resultado da modelagem.

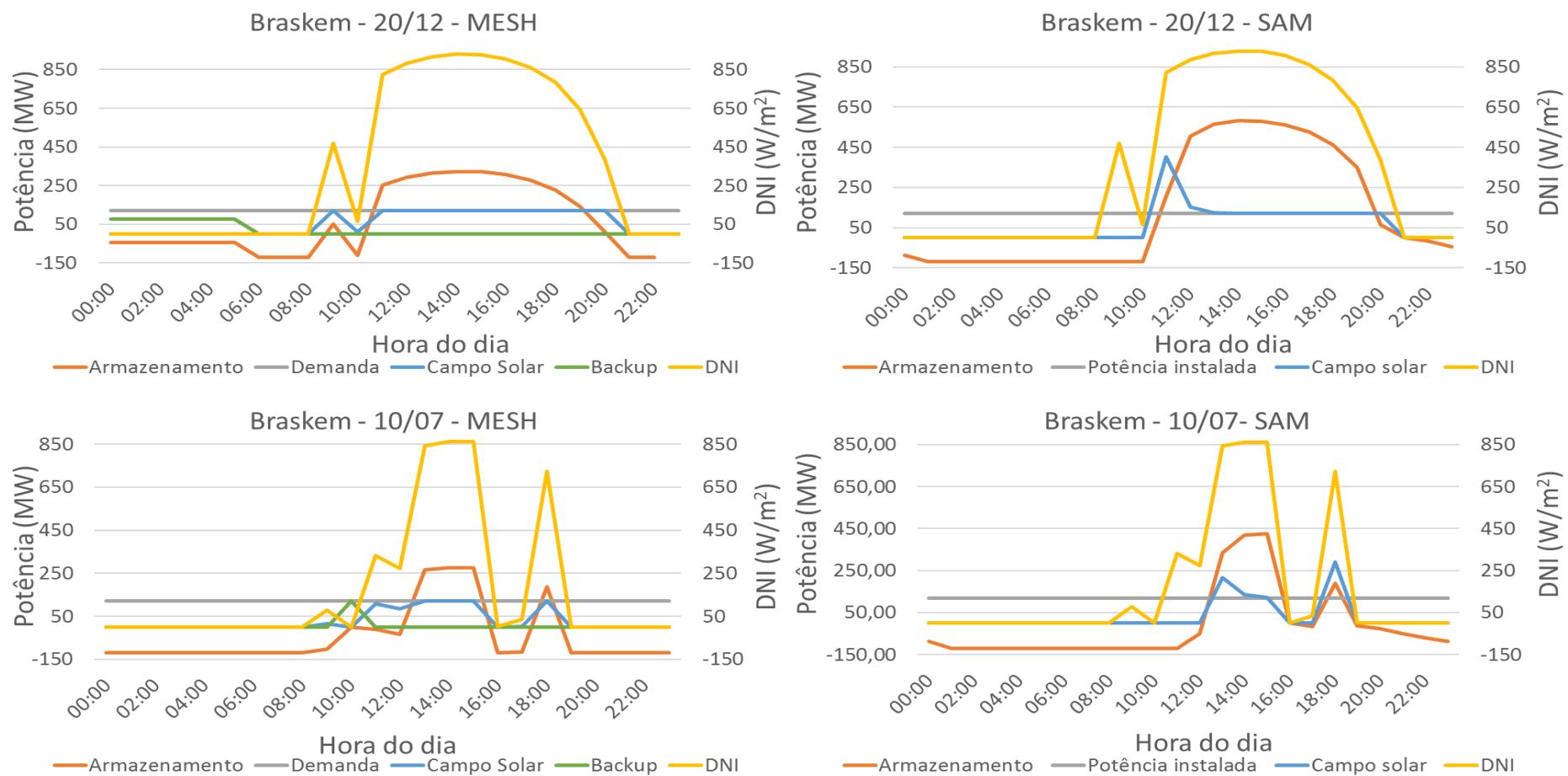


Figura 53 - Despacho do MESH e do SAM no estudo de caso

Fonte: Elaboração própria

Por fim, é interessante notar que em todas as rodadas realizadas até aqui o MESH escolheu opções de coletor PTC, nenhuma opção Fresnel foi escolhida. Este comportamento do modelo pode ser explicado devido à menor eficiência da tecnologia Fresnel em relação à PTC, o que aumenta a área do campo solar, e pelo fato do custo por área da tecnologia Fresnel ter sido definido como 73% do custo por área da tecnologia PTC. Dessa forma, esse menor custo relativo das opções Fresnel não deve ter compensado o aumento de área desta tecnologia.

Para avaliar essa hipótese, uma análise de sensibilidade em relação ao estudo de caso foi conduzida considerando o custo do coletor Fresnel como 35% do custo PTC, enquanto o custo do sistema de bombeamento foi considerado o mesmo. Dessa forma, o custo total por área da tecnologia Fresnel foi 99,5USD/m², 52,5 USD/m² referente ao coletor e 47USD/m² referente ao sistema de bombeamento do HTF. Trata-se de uma hipótese de teste, mas que guarda certa probabilidade de ocorrência na medida em que é mais fácil massificar a produção de espelhos planos para opção Fresnel com consequente redução de custos do que o fazer para PTC.

O modelo foi então rodado nestas condições e a Tabela 34 apresenta os resultados.

Tabela 34 - Resultados da análise de sensibilidade com o custo reduzido de Fresnel

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Fresnel 15L_20C
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	1.216.615,00
Número de Coletores por <i>loop</i>	3,00
Número de <i>loops</i>	1.874,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	7,91
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	2,35
Energia gerada no Campo solar (MWh)	895.696,98
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	338.208,08
Custo do campo solar (MMUSD)	121,05
Custo HTF (MMUSD)	1,09
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	104.586,18
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	37.047,17
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	518.489,92
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	557.488,90
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	106,55
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,49
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,84
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.313,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.866,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	3,66
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	151.182,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	17,26
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	1.048.576,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,26
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	126,06
Custo por potência (USD/kW)	1.050,52
Custo por energia (USD/MWh)	125,08

Fonte: Elaboração própria

Analizando a Tabela 34, é possível notar que a área do campo solar foi 62,45% maior do que para o caso anterior, em que o coletor escolhido era do tipo PTC. Este resultado corrobora a hipótese de que a tecnologia Fresnel não havia sido escolhida antes por uma questão de custo, uma vez que o custo era 73% do custo PTC, o que não compensava esse aumento na área. Da mesma forma, este resultado demonstra que o modelo desenvolvido responde bem à modificação em seus dados de entrada e tem vantagens de incluir não apenas a opção PTC, mas também a Fresnel.

É interessante notar também que o número de coletores por *loop* foi menor para Fresnel do que para opção PTC. Por outra, o número de *loops* foi consideravelmente maior para o Fresnel 15L_20C do que o ET150_UVAC2010. Isso decorre das características de cada coletor. O coletor Fresnel escolhido tem 15 metros de largura, 20 metros de comprimento, ou seja, uma área de 300 m². O ET150_UVAC2010 tem 150 metros de comprimento e 817,5m² de área de reflexão, ou seja, uma largura da área de reflexão de 5,45m. Devido ao maior comprimento do ET150_UVAC2010, a massa de HTF dentro do receptor PTC é maior do que a massa de HTF dentro do receptor Fresnel. Por outro lado, a maior largura do Fresnel faz com que mais raios solares sejam concentrados no receptor. Esses dois fatores fazem com que o aumento de temperatura do fluido de trabalho por coletor seja maior para a opção de coletor Fresnel do que para opção de coletor PTC. Logo, o coletor Fresnel atinge a temperatura da demanda com menos coletores, mas tem uma vazão mássica menor por *loop*. Dessa forma, para atingir a potência demandada, a opção Fresnel precisa de um número maior de *loops* do que a opção PTC.

Com a análise de sensibilidade realizada, o capítulo de aplicação do modelo é finalizado, demonstrando a sua validade e possibilidades de aplicação. O capítulo 5 cuida da conclusão da tese.

5 Conclusão

Essa tese desenvolveu o *Model for Evaluation of Solar Heat* (MESH), um modelo de otimização que representa plantas heliotérmicas de foco linear. A função objetivo desse modelo é de minimização de custos e são utilizados dados de entrada de recurso, demanda (definida em termos de potência e temperatura) e os custos unitários do campo solar, sistema de armazenamento, sistema de *backup* e fluido de trabalho. Como resultado o modelo fornece o despacho horário de cada uma das três fontes térmicas, as opções de menor custo dos componentes do campo solar (coletor e fluido de trabalho), assim como a configuração do campo solar (número de coletores por *loop* e número de *loops*).

O desenvolvimento do MESH envolve fornecer ao modelo quatro grupos de relações i) relações de função objetivo; ii) relações do balanço de quantidade de energia, iii) relações de balanço de qualidade de energia e iv) relações representativas das opções tecnológicas. As relações do primeiro grupo têm como objetivo minimizar o custo do campo solar, sistema de armazenamento, *backup* e fluido de trabalho, assim como garantir que o modelo escolha apenas a opção de componente de coletor e fluido de trabalho de menor custo.

A partir das relações do segundo grupo são determinados o tamanho e o despacho horário das três fontes de calor: campo solar, sistema de armazenamento e *backup*. Ademais, por serem equações de balanço entre oferta e demanda de energia o despacho é otimizado, não havendo desperdício de energia absorvida no campo solar, que é armazenada. Esse despacho otimizado faz com que o MESH gere mais energia por área e apresente um custo por potência menor que sistemas simulados por outras ferramentas de simulação, que não otimizam o sistema.

As relações do terceiro grupo fornecem a configuração do campo solar capaz de atender a demanda em termos de qualidade. Assim, o MESH além de garantir que a potência da demanda seja atendida também garante que o calor fornecido pelo sistema tenha a temperatura demandada. Esse é outro diferencial do MESH, uma vez que geralmente em modelos que analisam a performance de plantas heliotérmicas, a configuração do campo solar não é um resultado da otimização, e sim um dado de entrada.

Por fim, as relações do quarto grupo são relações que permitem que o modelo avalie a melhor opção de componentes do campo solar de acordo com o recurso e a demanda de cada caso. Essas relações representam as opções de componentes no modelo e, junto com as equações da função objetivo e das variáveis binárias, escolhem a opção de coletor e

fluído de trabalho mais adequada. Para as opções de coletor, essas equações relacionam sua eficiência com os índices de DNI, enquanto para as opções de fluido de trabalho a massa específica e a capacidade térmica são relacionadas com a temperatura de operação, que é determinada pela temperatura da demanda. A capacidade de determinar os componentes mais adequados é um importante diferencial do MESH e a metodologia utilizada para gerar as equações do grupo quatro é um ponto de inovação.

A metodologia envolve alguns passos, primeiro recorreu-se à literatura para montar um banco de dados com as características e propriedades das opções dos componentes do campo solar. Essas características e propriedades são parâmetros constitutivos indiretos. Esses parâmetros caracterizam as opções de componentes do modelo e são utilizados para gerar gráficos de dispersão, a partir dos quais linhas de tendência são extraídas e linearizadas (caso seja necessário). Essas linhas de tendência lineares passam a ser as relações constitutivas do modelo, formadas a partir dos coeficientes angular e de interseção das retas, que são os parâmetros constitutivos diretos do MESH, uma vez que compõe as relações constitutivas. Para o caso das retas de capacidade térmica e massa específica dos HTFs em função da temperatura, o gráfico de dispersão foi gerado diretamente através dos dados do banco de dados. Para as retas de eficiência dos coletores em função do DNI, os parâmetros do banco de dados foram utilizados como dados de entrada para simulações que calcularam a geração de calor de cada opção de coletor para diferentes índices de DNI. A partir dos resultados dessas simulações os gráficos de dispersão foram elaborados e tratados, incorporando nessas relações os efeitos da inércia térmica. Considerar os efeitos da inércia térmica de forma intrínseca nas relações constitutivas é outro ponto de inovação do MESH.

Tanto as representações das opções tecnológicas através de relações dependentes de dados de entrada quanto a metodologia desenvolvida para que essas retas fossem geradas são pontos de inovação e foram desenvolvidos nessa tese. Esses pontos inovadores do MESH mostraram agregar aos resultados do modelo. As análises de desempenho mostraram que diferentes opções de coletor eram mais eficientes para diferentes faixas de DNI e, consequentemente, escolhidas preferencialmente para diferentes localidades. As opções de fluido de trabalho, por sua vez, foram escolhidas para diferentes temperaturas de demanda. Em seguida outros resultados refletiram a escolha da opção mais eficiente. Os coletores mais escolhidos para diferentes níveis de DNI apresentaram menos coletores por *loop* e menor custo por energia, comprovando assim sua maior eficiência.

Outros diferenciais do MESH que se refletiram nos resultados são considerar o efeito da inércia térmica nas equações de eficiência por DNI e o despacho otimizado decorrente das relações de balanço de quantidade de energia. Quando comparado com o despacho de uma ferramenta de simulação de plantas heliotérmicas consagrada na literatura, o MESH mostrou ter o despacho mais preciso, não desperdiçando energia absorvida no campo solar e acompanhando melhor as variações de DNI ao longo do dia. Por fim, as equações de balanço de quantidade de energia e a resolução horária permitem com que o modelo analise tanto a oferta de energia (recurso) quanto a demanda hora a hora, e os resultados de energia final gerada no campo solar e no sistema de armazenamento refletiram essas características.

A partir desses resultados que refletem as inovações do MESH, é possível concluir que a tese e o desenvolvimento do modelo contribuem para a literatura científica no tema de planejamento energético, uma vez que essa ferramenta pode ser útil para o desenvolvimento da tecnologia heliotérmica através de uma representação precisa desse tipo de planta. Ademais, o modelo foi desenvolvimento em uma linguagem *opensource* o que facilita seu uso.

Mesmo com a ferramenta desenvolvida diversos aprimoramentos podem ser sugeridos. Em primeiro lugar, seria interessante fornecer à ferramenta mais opções tecnológicas de componentes como diferentes tipos de coletores (planos e foco pontual) e fluidos de trabalho, o que ampliaria a faixa de temperatura na qual a ferramenta trabalha. Dessa forma, o modelo seria capaz de incorporar usos de calor de alta temperatura como geração de hidrogênio a partir da termólise e processos metalúrgicos, por exemplo. Também é válido fornecer ao modelo a possibilidade de trabalhar com outros tipos de energia final, como frio e energia elétrica. Por enquanto, a configuração e desempenho da planta para atender esses usos de energia também poderia ser calculado pelo MESH, porém, seriam necessários cálculos fora do modelo de forma a fornecer a potência térmica e a temperatura necessária na admissão de calor do ciclo de potência ou do ciclo de absorção. A parte financeira do modelo também pode ser aprimorada, permitindo ao modelo calcular o custo nivelado do calor, considerando a geração de calor para mais de um ano, a vida útil do projeto e a taxa de desconto. Seria interessante também considerar outras opções tecnológicas de armazenamento, como armazenamento passivo, termoquímico ou através de calor latente, além de outros tipos de demanda térmica. Do ponto de vista de modelagem matemática seria interessante testar outros *solvers* mais generalistas que o

CONOPT, que é não avalia tão bem a parte mista-inteira do problema de otimização do MESH.

Referências Bibliográficas

ABOOD, A. A. "A comprehensive solar angles simulation and calculation using matlab", **International Energy and Environment**, v. 6, n. 4, p. 367–376, 2015. .

AL IRSYAD, M. I., HALOG, A. B., NEPAL, R., KOESRINDARTOTO, D. P. "Selecting Tools for Renewable Energy Analysis in Developing Countries: An Expanded Review", **Frontiers in Energy Research**, v. 5, p. 34, 20 dez. 2017. DOI: 10.3389/fenrg.2017.00034. .

ANP. **Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis**. jun. 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/levantamento-de-precos/serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>.

ARENALES, M. N. **Pesquisa operacional**. Rio de Janeiro, Elsevier Campus, 2007.

ARVIZU, D., BALAYA, P., CABEZA, L. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)**. , Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://srren.ipcc-wg3.de/>. , 2011

AZEVÊDO, V., CANDEIAS, A., TIBA, C. "Location Study of Solar Thermal Power Plant in the State of Pernambuco Using Geoprocessing Technologies and Multiple-Criteria Analysis", **Energies**, v. 10, n. 7, p. 1042, 20 jul. 2017. DOI: 10.3390/en10071042. .

BASTOS, J. B. V. **Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Geração de Energia a partir de Bagaço da Cana de Açúcar em uma Planta Química Brasileira de Soda-Cloro**. 2011. 246 f. Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BEATH, A. C. "Industrial energy usage in Australia and the potential for implementation of solar thermal heat and power", **Energy**, v. 43, n. 1, p. 261–272, jul. 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.04.031. .

BELLOS, E. "Progress in the design and the applications of linear Fresnel reflectors – A critical review", **Thermal Science and Engineering Progress**, v. 10, p. 112–137, 1 maio 2019. DOI: 10.1016/j.tsep.2019.01.014. .

BENEDINI, M., TSAKIRIS, G. **Water Quality Modelling for Rivers and Streams**. Dordrecht, Springer Netherlands, 2013. v. 70. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-94-007-5509-3>. Acesso em: 7 abr. 2020. (Water Science and Technology Library).

BURGI, A. **Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a Partir de Modelagem em SIG e simulação de Planetas Virtuais**. 2013. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/salvi.pdf>.

BURKHOLDER, F. **Transition Regime Heat Conduction of Argon/Hydrogen and deuterium/Hydrogen Mixtures in a Parabolic Trough Receiver**. 2011. 330 f. Universidade

of Colorado, Boulder, 2011. Disponível em: https://pdfs.semanticscholar.org/62c4/487b946ef2c27edfe735e6128c30c8bfb1e9.pdf?_ga=2.136165873.1314419436.1587505087-347842074.1587505087. Acesso em: 21 abr. 2020.

CASATI, E., CASELLA, F., COLONNA, P. "Design of CSP plants with optimally operated thermal storage", **Solar Energy**, v. 116, p. 371–387, jun. 2015. DOI: 10.1016/j.solener.2015.03.048. .

CLIFTON, J., BORUFF, B. J. "Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia", **Energy Policy**, v. 38, n. 9, p. 5272–5280, set. 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.05.036. .

COTTRET, N., MENICHETTI, E. **Technical Study Report on Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) - State of art in the region**. . [S.l.], Observatoire Méditerranéen de l'Energie. Disponível em: https://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/story/2015-10-14/solar_heat_for_industrial_process_technical_report._state_of_the_art_in_the_mediterranean_region.pdf. Acesso em: 28 ago. 2020. , 2010

COUTO, L., SORIA, R., SZKLO, A., LUCENA, A. F. P. "Promoting social development in Brazil's semiarid region through solar-thermal power plants". nov. 2015. **Anais** [...] [S.l: s.n.], nov. 2015.

DE MEYER, O. A. J., DINTER, F., GOVENDER, S. "Optimisation in operating strategies for concentrating solar power plants", **Renewable Energy Focus**, v. 30, p. 78–91, set. 2019. DOI: 10.1016/j.ref.2019.03.006. .

DE SÁ, A. B., PIGOZZO FILHO, V. C., TADRIST, L., PASSOS, J. C. "Direct steam generation in linear solar concentration: Experimental and modeling investigation – A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 910–936, jul. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.075. .

DIEMUODEKE, E. O., ADDO, A., OKO, C. O. C., MULUGETTA, Y., OJAPAH, M. M. "Optimal mapping of hybrid renewable energy systems for locations using multi-criteria decision-making algorithm", **Renewable Energy**, v. 134, p. 461–477, 1 abr. 2019. DOI: 10.1016/j.renene.2018.11.055. .

DINCER, I., ROSEN, M. A. **Thermal Energy Storage Systems and Applications**. [S.l: s.n.], 2011.

DUNHAM, M. T., IVERSON, B. D. "High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 758–770, fev. 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2013.11.010. .

EIA. **Independent Statistics and Analysis**. 24 ago. 2020a. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm. Acesso em: 28 ago. 2020.

EIA. **Short-Term Energy Outlook (STEO)**. . [S.l.], U.S. Energy Information Administration. Disponível em: Short-Term Energy Outlook (STEO). Acesso em: 17 abr. 2020b. , abr. 2020

EICKER, U., PIETRUSCHKA, D. "Optimization and Economics of Solar Cooling Systems", **Advances in Building Energy Research**, v. 3, n. 1, p. 45–81, jan. 2009. DOI: 10.3763/aber.2009.0303. .

EPE. **Balanço Energético Nacional 2019 - Relatório Síntese: Ano base 2018**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topicos-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2020. , 2019

ESMAP. **Competitiveness Assessment of MENA Countries to Develop a Local Solar Industry**. . [S.l: s.n.], mar. 2015

EU SCIENCE HUB. **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**. 8 maio 2020. [Institucional]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. Acesso em: 13 jul. 2020.

FARJANA, S. H., HUDA, N., MAHMUD, M. A. P., SAIDUR, R. "Solar process heat in industrial systems – A global review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2270–2286, 1 fev. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.08.065. .

FICHTER, T., SORIA, R., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., LUCENA, A. F. P. "Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model", **Energy**, v. 121, p. 695–715, fev. 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.012. .

FUQIANG, W., ZIMING, C., JIANYU, T., YUAN, Y., YONG, S., LINHUA, L. "Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 1314–1328, 1 nov. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.174. .

GALLEGÓ, G., BERJÓN, D., GARCÍA, N. **Optimal polygonal L1 linearization and fast interpolation of nonlinear systems**. . [S.l.], IEEE. Disponível em: http://oa.upm.es/25643/1/PolygonalLinearization_L1_postprint.pdf. Acesso em: 6 maio 2020. , 2014

GALLO, E. **Progress in polyesters flame retardancy: new halogen- free formulations**. 2009. 131 f. Doutorado – Università degli Studi di Napoli Federico II, Nápoli, 2009. Disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/11915637.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2020.

GAMS. **An Introduction to GAMS**. 2020. Disponível em: <https://www.gams.com/products/introduction/>. Acesso em: 4 maio 2020.

GHOBEITY, A., NOONE, C. J., PAPANICOLAS, C. N., MITSOS, A. "Optimal time-invariant operation of a power and water cogeneration solar-thermal plant", **Solar Energy**, v. 85, n. 9, p. 2295–2320, set. 2011. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.023. .

GIL, A., MEDRANO, M., MARTORELL, I., LÁZARO, A., DOLADO, P., ZALBA, B., CABEZA, L. F. "State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 31–55, jan. 2010. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.035. .

GONZÁLEZ MAHECHA, R. E. **Designing nearly Zero Energy Buildings: energy efficiency and on-site generation**. 2018. 171 f. Ph.D – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/teses-e-dissertacoes/2018/133-designing-nearly-zero-energy-buildings-energy-efficiency-and-on-site-generation>.

GOSWAMI, D. Y. **Principles of solar engineering**. Third edition ed. Boca Raton London New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.

GUEDES, F. P. D. C. **A multi-regional optimization model for the Brazilian oil refining industry**. 2019. 243 f. Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%A5es/doutorado/Tese_de_Doutorado_Fernanda_Pires_Domingues_Cardoso_Guedes.pdf. Acesso em: 2 abr. 2020.

GÜNTHER, M. **Advanced CSP Teaching Materials - Chapter 6 - Linear Fresnel Technology** . [S.I.], DLR. , 2011

GÜNTHER, M., JOEMANN, M., CSMBOR, S. **Advanced CSP Teaching Materials - Chapter 5 - Parabolic Trough Technology** . [S.I.], DLR. , 2011

HACHICHA, A. A., RODRÍGUEZ, I., CAPDEVILA, R., OLIVA, A. "Heat transfer analysis and numerical simulation of a parabolic trough solar collector", **Applied Energy**, v. 111, p. 581–592, nov. 2013. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.04.067. .

HAINOUN, A., SEIF ALDIN, M., ALMOUSTAFA, S. "Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model", **Energy Policy**, v. 38, n. 4, p. 1701–1714, abr. 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.11.032. .

HALL, C. A. S., DAY, J. W. (Org.). **Ecosystem modeling in theory and practice: an introduction with case histories**. New York, Wiley, 1977.

HANG, Y., QU, M., UKKUSURI, S. "Optimizing the design of a solar cooling system using central composite design techniques", **Energy and Buildings**, v. 43, n. 4, p. 988–994, abr. 2011. DOI: 10.1016/j.enbuild.2010.12.024. .

HART, W. E., LAIRD, C., WATSON, J.-P., WOODRUFF, D. L. **Pyomo – Optimization Modeling in Python**. Boston, MA, Springer US, 2012. v. 67. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4614-3226-5>. Acesso em: 7 abr. 2020. (Springer Optimization and Its Applications).

HEIMSATH, A., CUEVAS, F., HOFER, A., NITZ, P., PLATZER, W. J. "Linear Fresnel Collector Receiver: Heat Loss and Temperatures", **Energy Procedia**, Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference. v. 49, p. 386–397, 1 jan. 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.042. .

HERRMANN, U., KELLY, B., PRICE, H. "Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants", **Energy**, v. 29, n. 5–6, p. 883–893, abr. 2004. DOI: 10.1016/S0360-5442(03)00193-2. .

HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J. **Introduction to operations research**. 9th ed ed. New York, McGraw-Hill Higher Education, 2010.

HO, C. K. **Software and Codes for Analysis of Concentrating Solar Power Technologies**. . [S.l.], Sandia National Laboratories. Disponível em: <http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND2008-8053.pdf>. Acesso em: 14 out. 2017. , dez. 2008

HÜRLIMANN, T. **Mathematical Modeling and Optimization**. Boston, MA, Springer US, 1999. v. 31. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4757-5793-4>. Acesso em: 7 abr. 2020. (Applied Optimization).

IEA. **Concentrated Solar Power Technology Roadmap**. . [S.l: s.n.], 2010a

IEA. **Data and Statistics**. 2020. IEA Data and Statistics. [International Energy Agency]. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>.

IEA. **Industrial Combustion Boilers Technology Brief**. . [S.l.], IEA-ETSAP. Disponível em: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/I01-ind_boilers-GS-AD-gct.pdf. Acesso em: 14 ago. 2019b. , maio 2010

IEA. **Solar Thermal Electricity - Technology Roadmap**. . [S.l: s.n.], 2014

IEA. **The Future of Cooling**. . [S.l.], IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>. Acesso em: 20 mar. 2020. , maio 2018

IEA-SHC. **Solar Thermal Plants Database**. 17 abr. 2020. Disponível em: <http://ship-plants.info/>. Acesso em: 17 abr. 2020.

INAYAT, A., RAZA, M. "District cooling system via renewable energy sources: A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 107, p. 360–373, 1 jun. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.03.023. .

INMET. **Média Anual da Temperatura no Brasil em 2019**. 2019. [Institucional]. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/page&page=anomaliaTempMediaAnual>. Acesso em: 1 jul. 2020.

IRENA. "Concentrating Solar Power. Technology Brief", 2013. .

IRENA. **Renewable capacity statistics 2019**. . [S.l.], International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>. Acesso em: 28 mar. 2020. , maio 2019

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-csp.pdf. Acesso em: 23 maio 2018a. , jun. 2012

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Volume 1 - Power Sector - Concentrated Solar Power chapter**. . [S.l: s.n.], 2012b

IRENA. **Solar Heat for Industrial Processes - Technology Brief**. . [S.l.], IEA-ESTAP. Disponível em: www.irena.org/Publications. , jan. 2015

ISLAM, M. T., HUDA, N., ABDULLAH, A. B., SAIDUR, R. "A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 987–1018, 1 ago. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.097. .

JANZ, G. J., ALLEN, C. B., BANSAL, N. P., MURPHY, R. M., TOMKINS, R. P. T. **Physical Properties Data Compilations Relevant to Energy Storage - II. Molten Salts: Data on Single and Multi-Component Salt Systems**. . [S.l: s.n]. , abr. 1979

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: processes and systems**. Burlington, MA, Elsevier/Academic Press, 2009.

KEARNEY, D., KELLY, B., CABLE, R., POTROVITZA, N., HERRMANN, U., NAVA, P., MAHONEY, R., PACHECO, J., BLAKE, D., PRICE, H. **Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field**. . [S.l: s.n]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy03osti/40028.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2020. , 20 fev. 2003

KUMAR, L., HASANUZZAMAN, M., RAHIM, N. A. "Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review", **Energy Conversion and Management**, v. 195, p. 885–908, set. 2019. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.05.081. .

KURUP, P., TURCHI, C. **Initial Investigation into the Potential of CSP Industrial Process Heat for the Southwest United States**. . [S.l.], NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64709.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2019. , nov. 2015

LENERT, A., WANG, E. N. "Optimization of nanofluid volumetric receivers for solar thermal energy conversion", **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 253–265, jan. 2012. DOI: 10.1016/j.solener.2011.09.029. .

LIMA, M. S. de O. **O Gás Natural como Alternativa Energética para a Indústria Têxtil: Vantagem Competitiva ou Estratégia de Sobrevivência**. 2007. 170 f. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

LISBOA, F. C., AMARAL, S. S., COSTA, M. A. M., SOARES NETO, T. G., VERAS, C. A. G., COSTA, F. S., VAN LEEUWEN, T. T., KRIEGER FILHO, G. C., TOURIGNY, E., FORTI, M. C., SIQUEIRA, M. B., FOSTIER, A. H. "Feasibility study of hybrid thermoelectric plants using CSP technology and fossil fuel: simulation", **REVISTA INTERDISCIPLINAR DE PESQUISA EM ENGENHARIA**, v. 1, p. 1–23, 2017. .

LODI, C. **PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA**. 2011. M.Sc Thesis – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cristiane_lodi.pdf.

MALAGUETA, D. **AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**. 2013. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MALAGUETA, D., SZKLO, A., BORBA, B. S. M. C., SORIA, R., ARAGÃO, R., SCHAEFFER, R., DUTRA, R. "Assessing incentive policies for integrating centralized

solar power generation in the Brazilian electric power system", **Energy Policy**, v. 59, p. 198–212, ago. 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.029. .

MALAGUETA, D., SZKLO, A., SORIA, R., DUTRA, R., SCHAEFFER, R., MOREIRA CESAR BORBA, B. S. "Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system", **Renewable Energy**, v. 68, p. 223–235, ago. 2014. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.050. .

MARTIN, N., WORRELL, E., RUTH, M., PRICE, L., ELIOTT, R. N., SHIPLEY, A. M., THORNE, J. **Emerging Energy-Efficient Industrial Technologies**. . [S.l.], Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. , out. 2000

MCCARL, B. A., MEERAUS, A., VAN DER EIJK, P., BUSSIECK, M., DIRKSE, S., STEACY, P., FRANZ, N. **McCarl Expanded GAMS User Guide Version 24.1**. . [S.l.], GAMS Development Corporation. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.641.4381&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 4 maio 2020. , 9 mar. 2014

MCTIC, ONU MEIO AMBIENTE. **Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor têxtil**. . [S.l: s.n.], 2017

MEDRANO, M., GIL, A., MARTORELL, I., POTAU, X., CABEZA, L. F. "State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 56–72, jan. 2010. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.036. .

MEIER, A., SATTLER, C. **Solar Fuels from Concentrated Sunlight**. . [S.l.], SolarPACES. Disponível em: http://www.inship.eu/docs/SF%202011%20solar_fuels%20by%20SolarPACES.pdf. Acesso em: 21 jun. 2020. , ago. 2009

MILANI, R. **Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada**. 2014. Monografia de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopolis10010098.pdf>. Acesso em: 2 mar. 2016.

MILANI, R., CAIADO COUTO, L., SORIA, R., SZKLO, A., LUCENA, A. F. P. "Promoting social development in developing countries through solar thermal power plants", **Journal of Cleaner Production**, v. 246, p. 119072, fev. 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119072. .

MILANI, R., SZKLO, A., HOFFMANN, B. S. "Hybridization of concentrated solar power with biomass gasification in Brazil's semiarid region", **Energy Conversion and Management**, v. 143, p. 522–537, jul. 2017. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.04.015. .

MONTES, M. J., ABÁNADES, A., MARTÍNEZ-VAL, J. M. "Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple", **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 679–689, maio 2009. DOI: 10.1016/j.solener.2008.10.015. .

MORIN, G., DERSCH, J., PLATZER, W., ECK, M., HÄBERLE, A. "Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants", **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 1–12, jan. 2012. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.020. .

MOSS, R. W., HENSHALL, P., ARYA, F., SHIRE, G. S. F., HYDE, T., EAMES, P. C. "Performance and operational effectiveness of evacuated flat plate solar collectors compared with conventional thermal, PVT and PV panels", **Applied Energy**, v. 216, p. 588–601, abr. 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.001. .

NEUMANN, C. **Roadmap for industrial solar heat supply in combination with emerging technologies**. 2018. 80 f. Universiteit Utrecht, Utrecht, 2018. . Acesso em: 12 dez. 2019.

NITHYANANDAM, K., PITCHUMANI, R. "Analysis and optimization of a latent thermal energy storage system with embedded heat pipes", **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 54, n. 21–22, p. 4596–4610, out. 2011. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2011.06.018. .

NOGUEIRA DE OLIVEIRA, L. P., RODRIGUEZ ROCEDO, P. R., PORTUGAL-PEREIRA, J., HOFFMANN, B. S., ARAGÃO, R., MILANI, R., DE LUCENA, A. F. P., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. "Critical technologies for sustainable energy development in Brazil: technological foresight based on scenario modelling", **Journal of Cleaner Production**, Special Volume: SDEWES 2014 - Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. v. 130, p. 12–24, 1 set. 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.010. .

NREL. **CSP Projects**. 31 ago. 2019a. Disponível em: <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>. Acesso em: 17 maio 2018.

NREL. **System Advisor Model - Home**. 2019b. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 4 jun. 2019.

NREL. **System Advisor Model (SAM) - Help PDF version**. . [S.l: s.n.], 14 jan. 2014

NREL. **System Advisor Model v. 2017.9.5**. . [S.l: s.n.], 2017

NREL. **System Advisor Model v. 2020.2.29**. . [S.l: s.n.], 2020

NREL, 2016. **System Advisor Model v. 2016.3.14**. . [S.l: s.n.], 2016

OECD. **Glossary of Statistical Terms - Primary Energy Consumption**. 20 nov. 2001. Disponível em: <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=2112>. Acesso em: 30 abr. 2020.

OECD/IEA. **Technology Roadmap Solar Heating and Cooling**. . [S.l.], International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-solar-heating-and-cooling>. , jul. 2012

PACIO, J., SINGER, Cs., WETZEL, Th., UHLIG, R. "Thermodynamic evaluation of liquid metals as heat transfer fluids in concentrated solar power plants", **Applied Thermal Engineering**, v. 60, n. 1–2, p. 295–302, 2 out. 2013. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2013.07.010. .

PACIO, J., WETZEL, Th. "Assessment of liquid metal technology status and research paths for their use as efficient heat transfer fluids in solar central receiver systems", **Solar Energy**, v. 93, p. 11–22, jul. 2013. DOI: 10.1016/j.solener.2013.03.025. .

PASSERINI, S. **Optical and Chemical Properties of Molten Salta Mixtures for Use in High Temperature Power Systems**. 2010. 107 f. Mestrado – Massachusetts Institute of Technology, Boston, MA, 2010.

PAUL, T. C., MORSHED, AKM. M., KHAN, J. A. "Nanoparticle Enhanced Ionic Liquids (NEILS) as Working Fluid for the Next Generation Solar Collector", **Procedia Engineering**, v. 56, p. 631–636, 2013. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.03.170. .

PETERSEIM, J. H., HELLWIG, U., TADROS, A., WHITE, S. "Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities", **Solar Energy**, v. 99, p. 203–214, jan. 2014. DOI: 10.1016/j.solener.2013.10.041. .

PITOT DE LA BEAUJARDIERE, J.-F. P., REUTER, H. C. R. "A review of performance modelling studies associated with open volumetric receiver CSP plant technology", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 3848–3862, 1 fev. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.086. .

PY, X., AZOUMAH, Y., OLIVES, R. "Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 18, p. 306–315, fev. 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.10.030. .

REGNIER, E. "Oil and energy price volatility", **Energy Economics**, v. 29, n. 3, p. 405–427, maio 2007. DOI: 10.1016/j.eneco.2005.11.003. .

REMME, U., BLES, M., KOBER, T. **The Dual Solution of a TIMES Model: its interpretation and price formation equations - Draft**. . [S.I.], Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency (IEA). Disponível em: https://iea-etsap.org/docs/times_interpetation_dual.pdf. Acesso em: 20 abr. 2020. , jul. 2009

REZEK, A. J. J., ROCHA, C., COBAS, W., LORA, E. E. S., JR., P. S. P. C., VENTURINI, O. J., ANDRADE, R., ESCOBAR, J. C., PIRANI, M. "Linear Generator Used in Hybrid System Solar Biomass", **Journal of Mechanics Engineering and Automation**, v. 5, n. 6, 28 jun. 2015. DOI: 10.17265/2159-5275/2015.06.008. Disponível em: <http://www.davidpublisher.org/index.php/Home/Article/index?id=16715.html>. Acesso em: 10 jun. 2020.

ROCHEDO, P. R. R. **Development of a global integrated energy model to evaluate the brazilian role in climate change mitigation scenarios**. 2016. 260 f. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em:

http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Pedro_Rua_Rodriguez_Rochedo.pdf. Acesso em: 2 abr. 2020.

ROSENTHAL, R. E. **GAMS - A User's Guide**. . [S.I.], GAMS Development Corporation. Disponível em:

https://www.un.org/en/development/desa/policy/mdg_workshops/training_material/gams_users_guide.pdf. Acesso em: 4 maio 2020. , mar. 2014

SANDÁ, A., MOYA, S. L., VALENZUELA, L. "Modelling and simulation tools for direct steam generation in parabolic-trough solar collectors: A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, p. 109226, out. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.033. .

SANJUAN, C., SOUTULLO, S., HERAS, M. R. "Optimization of a solar cooling system with interior energy storage", **Solar Energy**, v. 84, n. 7, p. 1244–1254, jul. 2010. DOI: 10.1016/j.solener.2010.04.001. .

SARBU, I., SEBARCHIEVICI, C. "A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage", **Sustainability**, v. 10, n. 2, p. 191, 14 jan. 2018. DOI: 10.3390/su10010191. .

SASTELA, DTI, GIZ. **Assessment of localisation, industrialisation and job creation potencial of CSP infraestructure projects in South Africa - A 2030 vision for CSP.** . [S.l: s.n.]. , jun. 2013

SCHLIPF, D., STENGLEIN, M., SCHNEIDER, G. **CSP in Brazil - Perspectives for Industrial development.** . [S.l: s.n.]. , jun. 2014

SHARMA, A. K., SHARMA, C., MULLICK, S. C., KANDPAL, T. C. "GHG mitigation potential of solar industrial process heating in producing cotton based textiles in India", **Journal of Cleaner Production**, v. 145, p. 74–84, mar. 2017a. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.12.161. .

SHARMA, A. K., SHARMA, C., MULLICK, S. C., KANDPAL, T. C. "Solar industrial process heating: A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 124–137, out. 2017b. DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.079. .

SIEMENS. **Solar power night and day - Dispatchable power made available by industrial steam turbines.** . [S.l: s.n.]. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:a9f15e27-3998-4a5f-a560-2a0c65401d56/version:1560516622/csp-brochure-2019.pdf>. Acesso em: 27 mar. 2020. , 2019

SILVA, P. C. **Gestão da Energia na Indústria de Laticínios.** 2014. 198 f. Dissertação de Mestrado – Unicamp, Campinas, 2014.

SOLAR PAYBACK. **Energia Termossolar Para a Indústria: Brasil.** . [S.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.solar-payback.com/potencial/?lang=pt-br>. Acesso em: 4 jun. 2019. , maio 2018

SOLAR PAYBACK. **Solar Heat for Industry.** . [S.l: s.n.]. , mar. 2017

SOLARGIS. **Solargis data and maps.** 2 set. 2016. Solargis. Disponível em: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>. Acesso em: 2 set. 2016.

SOLARGIS, s. r. o. **Global Solar Atlas 2.0.** 13 fev. 2017. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map>. Acesso em: 2 mar. 2019.

SOLUTIA. **Therminol VP-1 Properties**. . [S.l: s.n]. Disponível em: <http://twt.mpei.ac.ru/tthb/hedh/htf-vp1.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2018. , dez. 1998

SONNTAG, R. E., BORGNAKKE, C., PARK, K. K., PARK, Y. M. **Computer-Aided Thermodynamic Tables 3**. [S.l: s.n], 1996.

SORIA, R. **CENÁRIOS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE GERADORES HELIOTÉRMICOS NO BRASIL: A INFLUÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DE CALOR E DA HIBRIDIZAÇÃO**. 2011. M.Sc Thesis – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/soria.pdfloji.pdf>.

SORIA, R., LUCENA, A. F. P., TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., ROCHEDO, P., FAHL, U., KERN, J. "Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach", **Energy**, v. 116, Part 1, p. 265–280, 1 dez. 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.09.080. .

SORIA, R., PORTUGAL-PEREIRA, J., SZKLO, A., MILANI, R., SCHAEFFER, R. "Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil", **Energy Policy**, v. 86, p. 57–72, nov. 2015. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.028. .

TAHA, H. A. **Operations research an introduction**. Tenth edition ed. Boston, Pearson, 2017.

TOLLEMARK, D., NIELSEN, S. **Code readability: Code comments OR self-documenting code**. 2016. Blekinge Institute of Technology, Karlskrona Sweden, 2016. Disponível em: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:943979/FULLTEXT02.pdf>. Acesso em: 4 maio 2020.

TOMASINO, C. **Chemistry & Technology of Fabric Preparation & Finishing**. . [S.l.], Department of Textile Engineering, Chemistry & Science College of Textiles North Carolina State University. Disponível em: <https://p2infouse.org/ref/06/05815.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2020. , 1992

TSAO, J., LEWIS, N., CRABTREE, G. **Solar Frequently Asked Questions**. . [S.l.], Department of Energy. Disponível em: <https://www.sandia.gov/~jytsao/Solar%20FAQs.pdf>. Acesso em: 16 abr. 2020. , 20 abr. 2006

TZIVANIDIS, C., BELLOS, E., ANTONOPOULOS, K. A. "Energetic and financial investigation of a stand-alone solar-thermal Organic Rankine Cycle power plant", **Energy Conversion and Management**, v. 126, p. 421–433, out. 2016. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.08.033. .

VALLÈS, M., BOUROUIS, M., BOER, D. "Solar-driven absorption cycle for space heating and cooling", **Applied Thermal Engineering**, v. 168, p. 114836, 5 mar. 2020. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114836. .

VAN VUUREN, D. P. **Integrated assessment: Back to the Future.** . [S.l.], Utrecht University. Disponível em: https://www.uu.nl/sites/default/files/20150805-uu_oratie-van_vuuren.pdf , 11 maio 2015

VAN WYLEN, G. J., SONNTAG, R. E., BORGNAKKE, B. **Fundamentos da Termodinâmica.** 7. ed. [S.l.], Editora Blucher, 2009. (Van Wylen).

VIGNAROOBAN, K., XU, X., ARVAY, A., HSU, K., KANNAN, A. M. "Heat transfer fluids for concentrating solar power systems – A review", **Applied Energy**, v. 146, p. 383–396, 15 maio 2015. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.01.125. .

WEISS, W., SPÖRK-DÜR, M. **Solar Heat Worldeide.** . [S.l.], Solar Heating and Colling Program - International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2020. , maio 2019

WILLIAMS, H. P. **Model building in mathematical programming.** 5th ed ed. Hoboken, N.J, Wiley, 2013.

WU, Z., LI, S., YUAN, G., LEI, D., WANG, Z. "Three-dimensional numerical study of heat transfer characteristics of parabolic trough receiver", **Applied Energy**, v. 113, p. 902–911, jan. 2014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.07.050. .

ZHU, G., WENDELIN, T., WAGNER, M. J., KUTSCHER, C. "History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors", **Solar Energy**, 31 jul. 2013. DOI: 10.1016/j.solener.2013.05.021. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002120>. Acesso em: 10 jan. 2014.

Anexo I – Gráficos e tabelas das equações de eficiência dos coletores

Tabela 35 - Ponto de corte, coeficiente e correlação das retas dos coletores

Coletor	Ponto de DNI de corte (W/m ²)	a1	b1	a2	b2	correlação do ajuste em duas retas com a curva logarítmica	R ² Log	R ² reta
ET150-PTR70	123.63	0.002414	0.011259	0.000302	0.324113	96.99%	0.9310	0.8038
ET150-UVAC3	89.99	0.002614	0.061345	0.000274	0.381885	96.75%	0.9277	0.7545
ET150-UVAC2010	122.08	0.002937	-0.023374	0.000338	0.323925	96.55%	0.9140	0.8100
ET150-PTR80	103.88	0.002148	0.047494	0.000285	0.344461	96.69%	0.9273	0.7667
ET150-RTUVR	137.94	0.003019	0.026841	0.000258	0.374160	96.40%	0.9428	0.7459
ET150-TRX70	86.20	0.002377	0.049141	0.000287	0.362289	97.02%	0.9358	0.7614
AT150-PTR70	95.21	0.001628	0.067346	0.000306	0.326933	96.36%	0.9168	0.7892
AT150-UVAC3	91.97	0.002625	0.058817	0.000271	0.381705	96.76%	0.9276	0.7496
AT150-UVAC2010	94.63	0.002182	0.068716	0.000296	0.371619	96.73%	0.9278	0.7679
AT150-PTR80	90.91	0.002054	0.064179	0.000283	0.352890	96.78%	0.9282	0.7684
AT150-RTUVR	89.61	0.002841	0.047251	0.000262	0.378236	96.99%	0.9319	0.7424
AT150-TRX70	103.53	0.002717	0.050462	0.000262	0.384943	97.31%	0.9337	0.7497
LS2-PTR70	187.88	0.002444	-0.031870	0.000250	0.367479	97.44%	0.9540	0.7279
LS2-UVAC3	156.92	0.002272	0.067929	0.000222	0.415372	96.79%	0.9184	0.7240
LS2-UVAC2010	132.81	0.002961	0.006671	0.000259	0.394048	97.19%	0.9314	0.7407
LS2-PTR80	124.55	0.002808	-0.036383	0.000296	0.330013	96.61%	0.9343	0.7444
LS2-RTUVR	158.23	0.002243	0.069301	0.000213	0.409165	97.01%	0.9214	0.7257
LS2-TRX70	118.01	0.002791	0.029565	0.000246	0.393127	96.84%	0.9285	0.7206
LS3-PTR70	157.91	0.002106	0.024630	0.000264	0.351305	97.36%	0.9392	0.7658
LS3-UVAC3	89.12	0.001935	0.085024	0.000281	0.371254	96.30%	0.9208	0.7623

Coletor	Ponto de DNI de corte (W/m ²)	a1	b1	a2	b2	correlação do ajuste em duas retas com a curva logarítmica	R ² Log	R ² reta
LS3-UVAC2010	106.62	0.002573	0.040528	0.000280	0.376399	96.74%	0.9312	0.7587
LS3-PTR80	111.64	0.002538	0.026784	0.000269	0.355280	96.86%	0.9331	0.7523
LS3-RTUVR	98.98	0.002517	0.048138	0.000258	0.374248	97.20%	0.9338	0.7447
LS3-TRX70	98.42	0.002346	0.055645	0.000270	0.373458	97.03%	0.9306	0.7539
RP6-PTR70	190.03	0.001895	0.083628	0.000281	0.369908	96.82%	0.9156	0.8044
RP6-UVAC3	115.44	0.003405	0.088323	0.000220	0.442601	96.42%	0.9396	0.7203
RP6-UVAC2010	134.14	0.003487	0.020491	0.000270	0.412680	97.66%	0.9174	0.7514
RP6-PTR80	126.91	0.003357	0.013948	0.000258	0.391523	97.74%	0.9347	0.7364
RP6-RTUVR	126.43	0.003178	0.067534	0.000242	0.412864	97.41%	0.9265	0.7309
RP6-TRX70	114.42	0.003738	0.020065	0.000249	0.415474	97.61%	0.9294	0.7190
SGX1-PTR70	191.97	0.002081	0.012815	0.000235	0.372811	98.03%	0.9456	0.7489
SGX1-UVAC3	164.16	0.002279	0.068444	0.000222	0.415771	96.94%	0.9162	0.7259
SGX1-UVAC2010	137.05	0.002812	0.005449	0.000256	0.396314	97.59%	0.9288	0.7292
SGX1-PTR80	150.94	0.002600	0.003699	0.000235	0.381909	97.78%	0.9420	0.7193
SGX1-RTUVR	111.10	0.002424	0.059741	0.000238	0.392402	96.58%	0.9163	0.7242
SGX1-TRX70	106.16	0.002761	0.025178	0.000250	0.390876	96.98%	0.9280	0.7144
SkyTrough-PTR70	207.55	0.001684	0.068889	0.000237	0.362923	97.13%	0.9250	0.7833
SkyTrough-UVAC3	102.99	0.002632	0.054205	0.000254	0.382362	97.20%	0.9316	0.7450
SkyTrough-UVAC2010	94.50	0.002165	0.066249	0.000285	0.365780	96.62%	0.9268	0.7615
SkyTrough-PTR80	90.72	0.001969	0.068059	0.000272	0.347455	96.58%	0.9273	0.7645
SkyTrough-RTUVR	103.37	0.002752	0.045430	0.000242	0.378600	97.32%	0.9318	0.7330
SkyTrough-TRX70	104.10	0.002884	0.032339	0.000253	0.377796	97.45%	0.9391	0.7346
SunField6-PTR70	147.54	0.001999	0.050763	0.000248	0.351601	96.68%	0.9181	0.7652
SunField6-UVAC3	96.80	0.002499	0.064620	0.000244	0.384711	96.90%	0.9257	0.7394

Coletor	Ponto de DNI de corte (W/m ²)	a1	b1	a2	b2	correlação do ajuste em duas retas com a curva logarítmica	R ² Log	R ² reta
SunField6-UVAC2010	89.10	0.002079	0.072536	0.000275	0.368560	96.37%	0.9240	0.7498
SunField6-PTR80	86.11	0.001914	0.070335	0.000263	0.349780	96.36%	0.9223	0.7542
SunField6-RTUVR	90.62	0.002667	0.050956	0.000243	0.373929	96.70%	0.9263	0.7260
SunField6-TRX70	101.68	0.002795	0.038940	0.000244	0.380019	97.25%	0.9341	0.7284
Fresnel - 5L-10C	37.36	0.000310	0.125783	Ajuste em uma reta		95.75%	0.9161	0.8573
Fresnel - 5L-20C	42.67	0.000341	0.089494	Ajuste em uma reta		95.89%	0.9211	0.8876
Fresnel - 5L-30C	43.91	0.000354	0.075974	Ajuste em uma reta		96.38%	0.9161	0.9052
Fresnel - 5L-40C	36.91	0.000358	0.070951	Ajuste em uma reta		96.60%	0.9155	0.9121
Fresnel - 5L-50C	42.55	0.000360	0.068683	Ajuste em uma reta		96.73%	0.9142	0.9159
Fresnel - 10L-10C		0.000317	0.131632	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8543	0.8703
Fresnel - 10L-20C		0.000320	0.126072	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8537	0.8790
Fresnel - 10L-30C		0.000323	0.123968	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8516	0.8821
Fresnel - 10L-40C		0.000326	0.121800	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8610	0.8871
Fresnel - 10L-50C		0.000326	0.122452	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8760	0.8871
Fresnel - 15L-10C		0.000296	0.151638	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8331	0.8721
Fresnel - 15L-20C		0.000303	0.145825	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8372	0.8790
Fresnel - 15L-30C		0.000305	0.145090	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8391	0.8821
Fresnel - 15L-40C		0.000309	0.143078	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8501	0.8871
Fresnel - 15L-50C	257.93	0.000756	0.072383	0.0001280	0.233653	92.90%	0.8293	0.7161
Fresnel - 20L-10C		0.000312	0.141473	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8507	0.8680
Fresnel - 20L-20C		0.000299	0.154143	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8577	0.8790
Fresnel - 20L-30C		0.000297	0.155773	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8591	0.8695
Fresnel - 20L-40C		0.000297	0.155841	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8529	0.8871
Fresnel - 20L-50C		0.000298	0.156219	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8563	0.8703

Coletor	Ponto de DNI de corte (W/m ²)	a1	b1	a2	b2	correlação do ajuste em duas retas com a curva logarítmica	R ² Log	R ² reta
Fresnel - 25L-10C		0.000288	0.165350	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8404	0.8665
Fresnel - 25L-20C		0.000292	0.162245	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8462	0.8699
Fresnel - 25L-30C		0.000294	0.161668	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8410	0.8821
Fresnel - 25L-40C		0.000294	0.161713	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8369	0.8871
Fresnel - 25L-50C		0.000292	0.163005	Ajuste em uma reta		R ² reta > R ² Log	0.8329	0.8718

Fonte: Elaboração própria

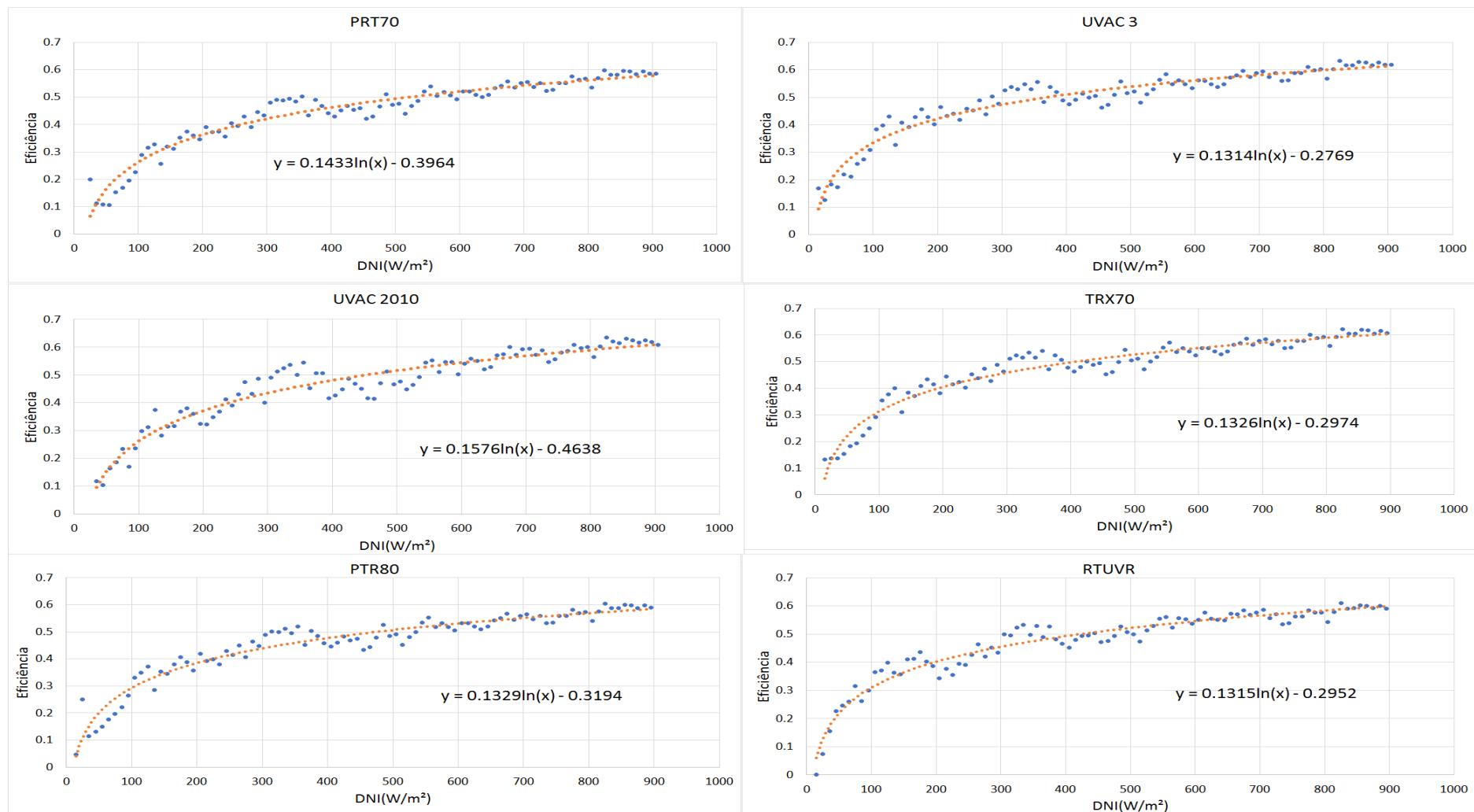


Figura 54 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador ET-150

Fonte: Elaboração própria

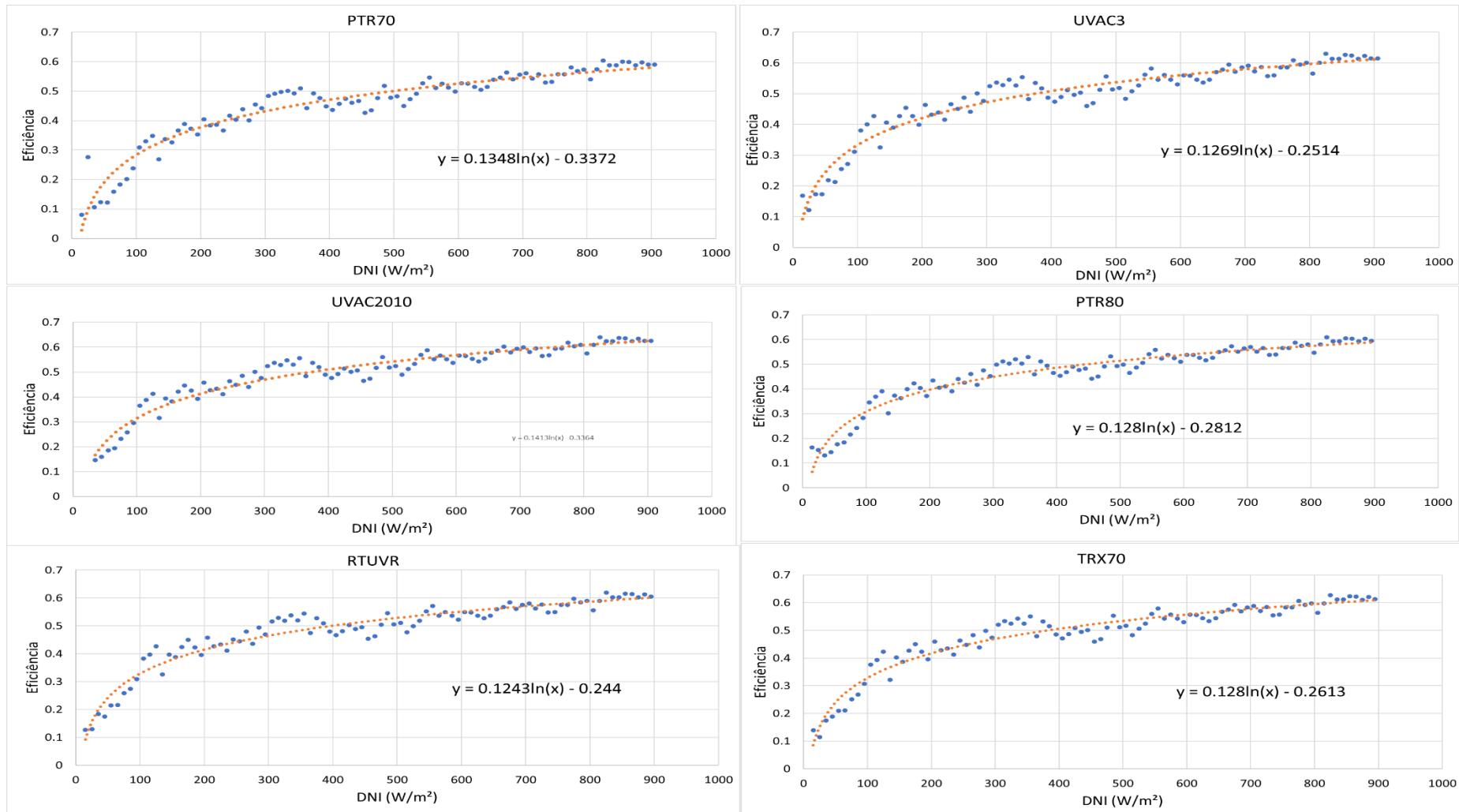


Figura 55 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador AT-150

Fonte: Elaboração própria

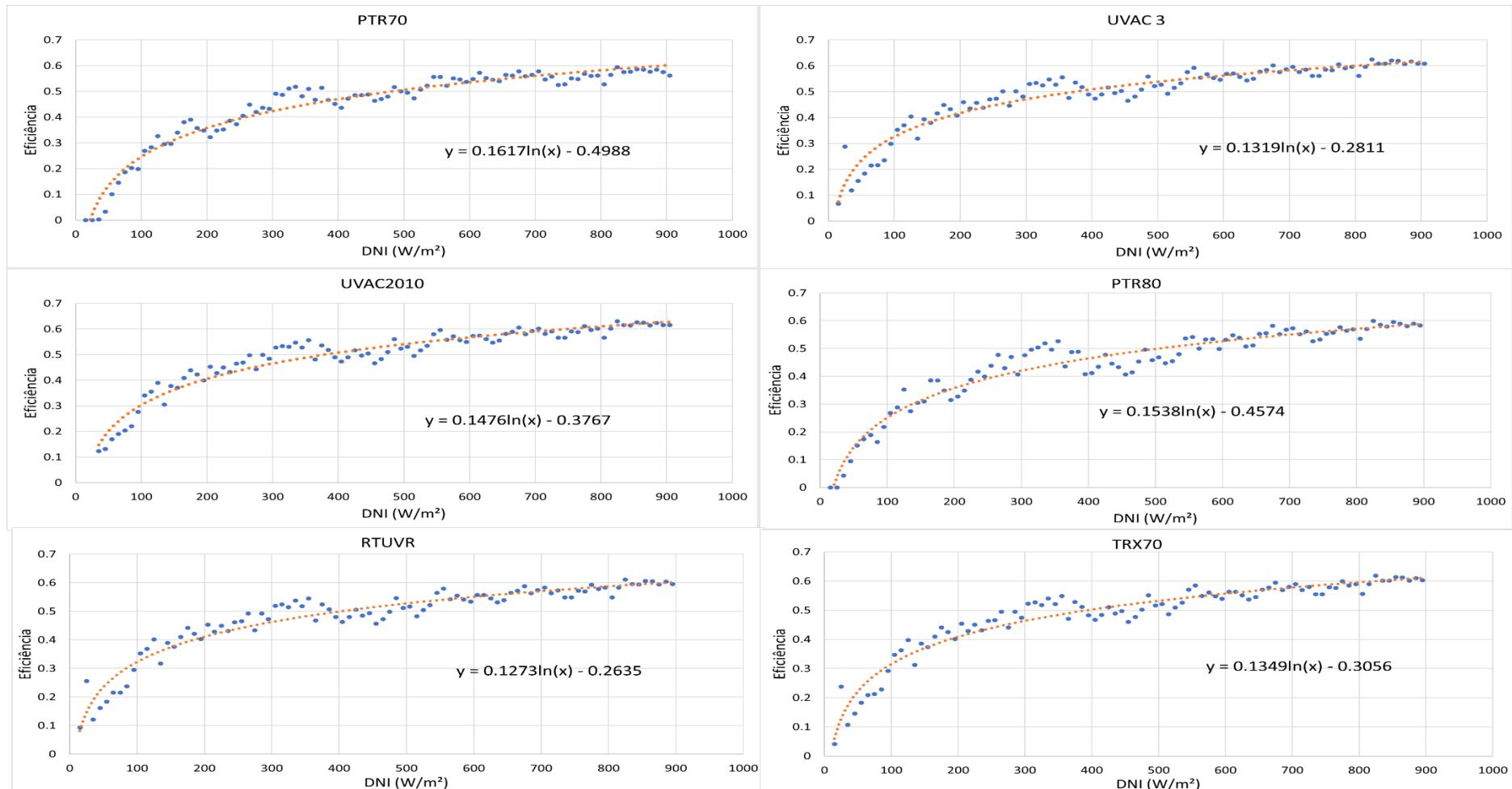


Figura 56 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador LS2

Fonte: Elaboração própria

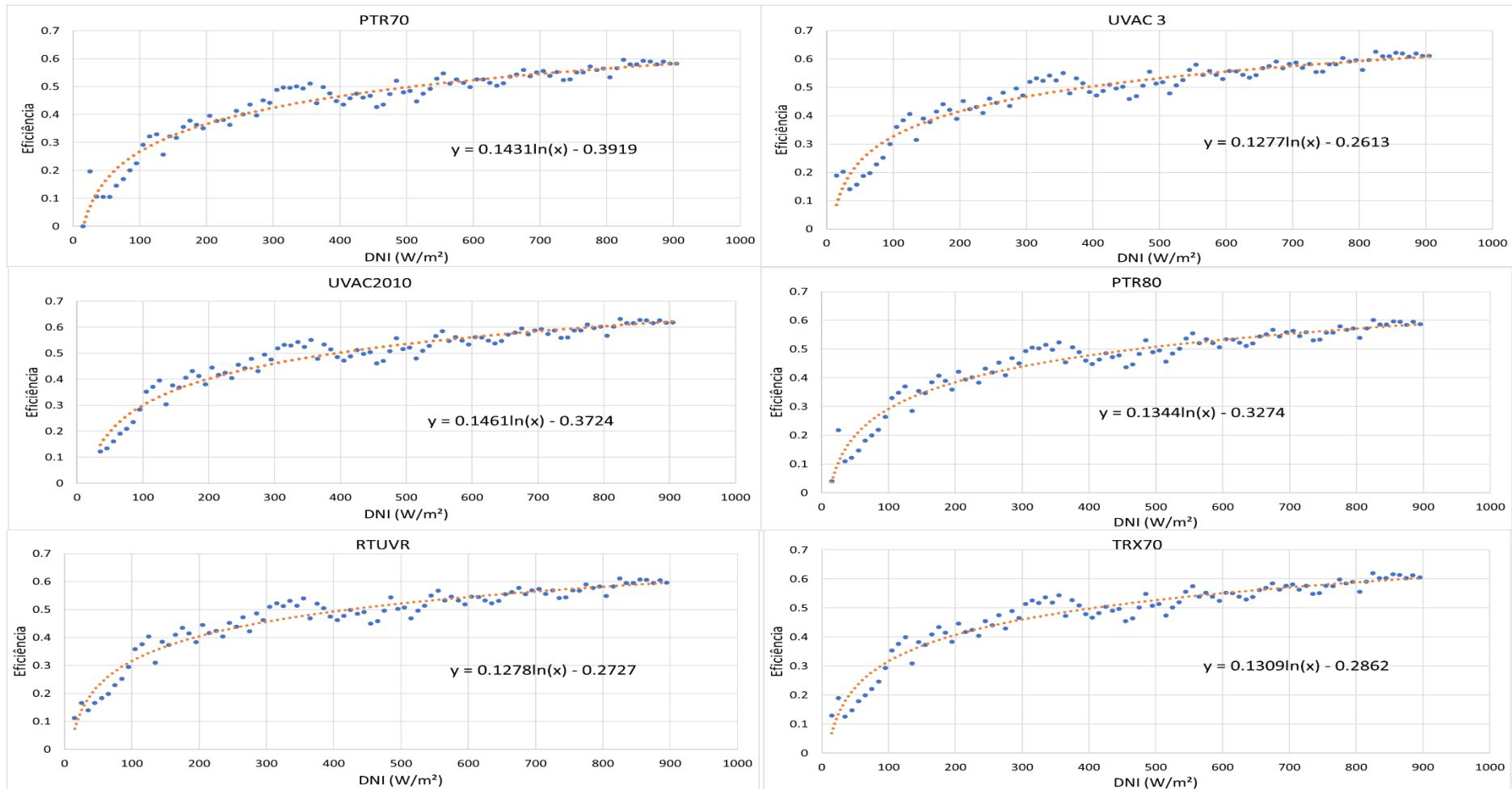


Figura 57 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador LS3

Fonte: Elaboração própria

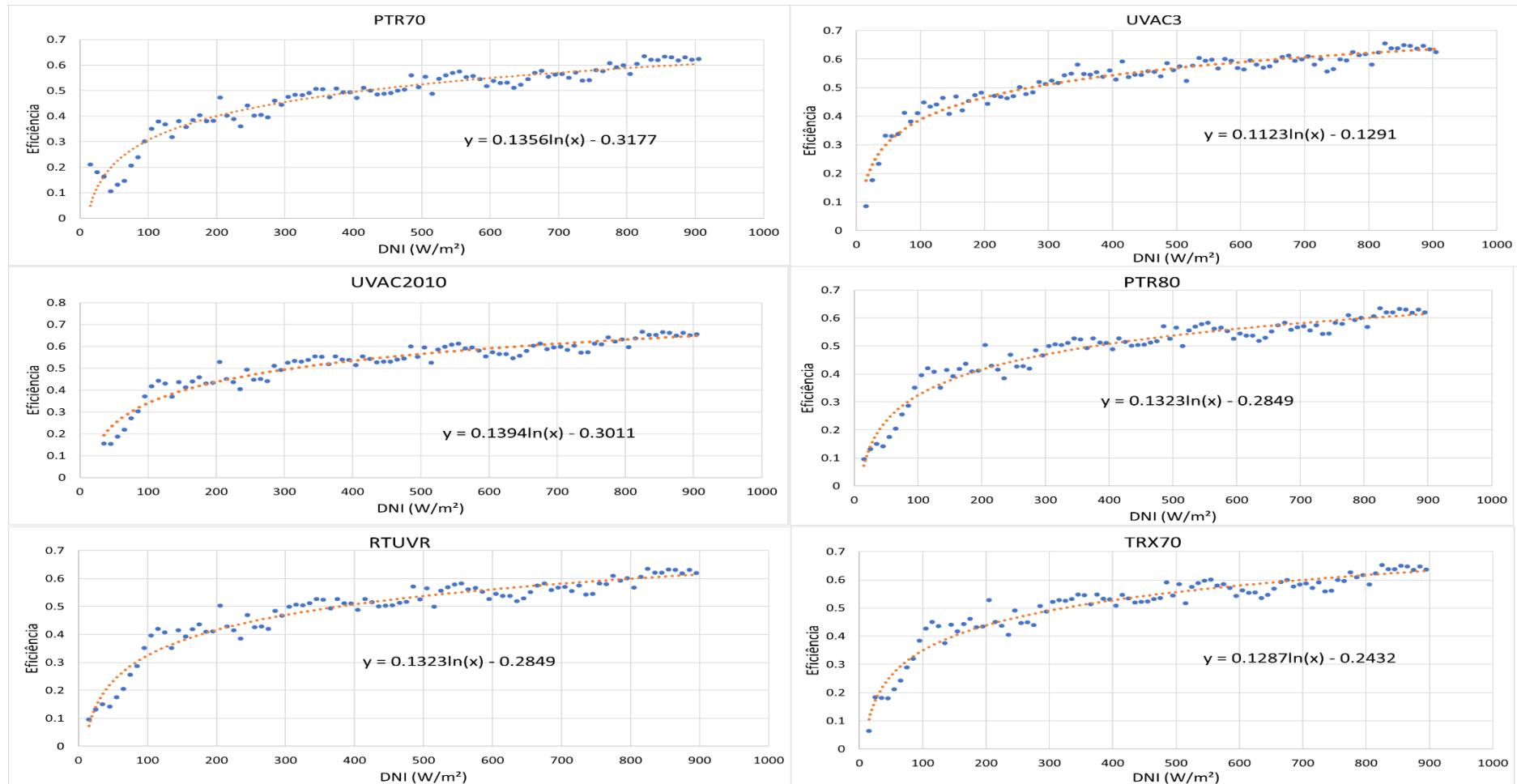


Figura 58 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador RP6

Fonte: Elaboração própria

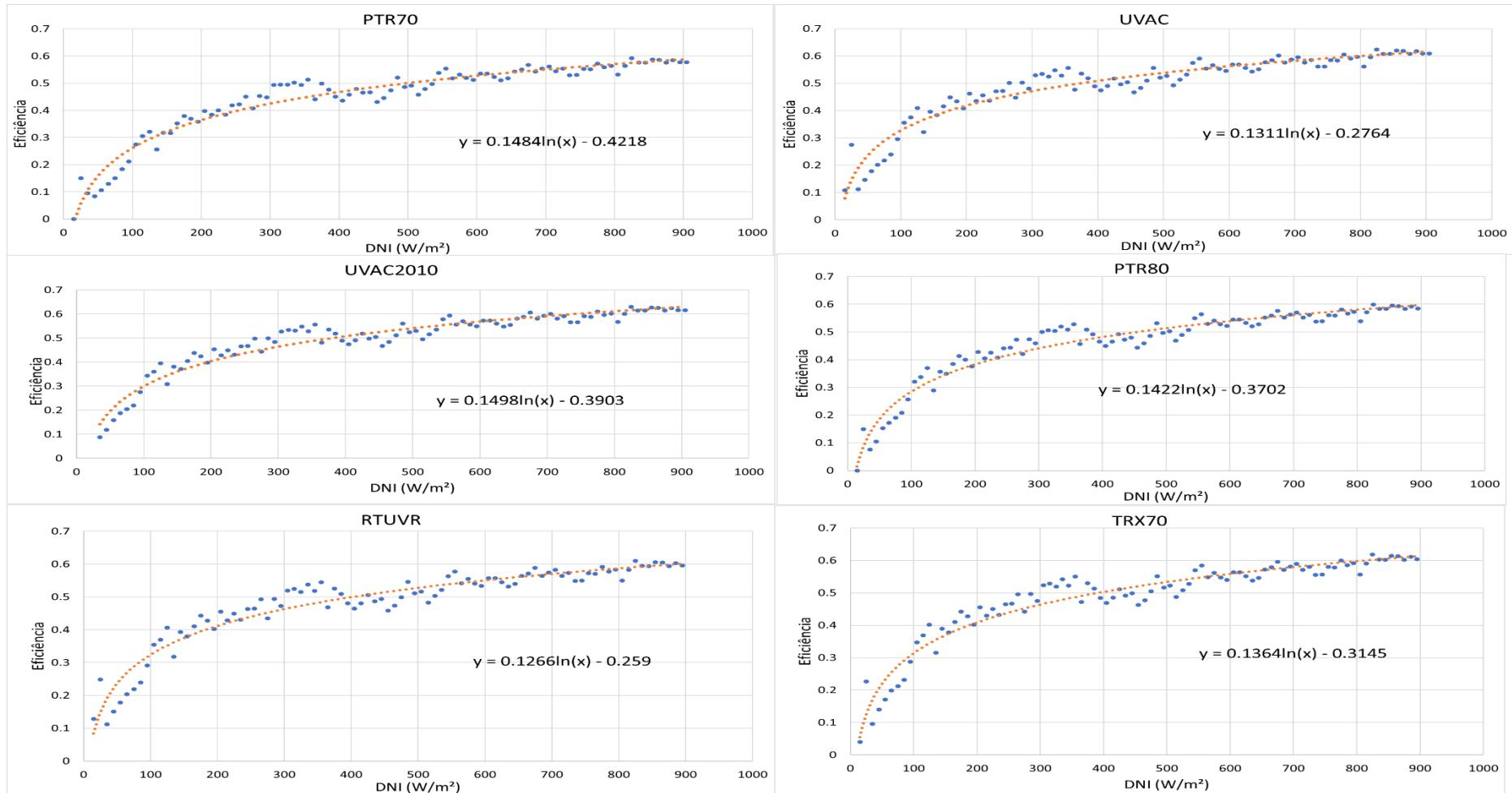


Figura 59 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SGX-1

Fonte: Elaboração própria

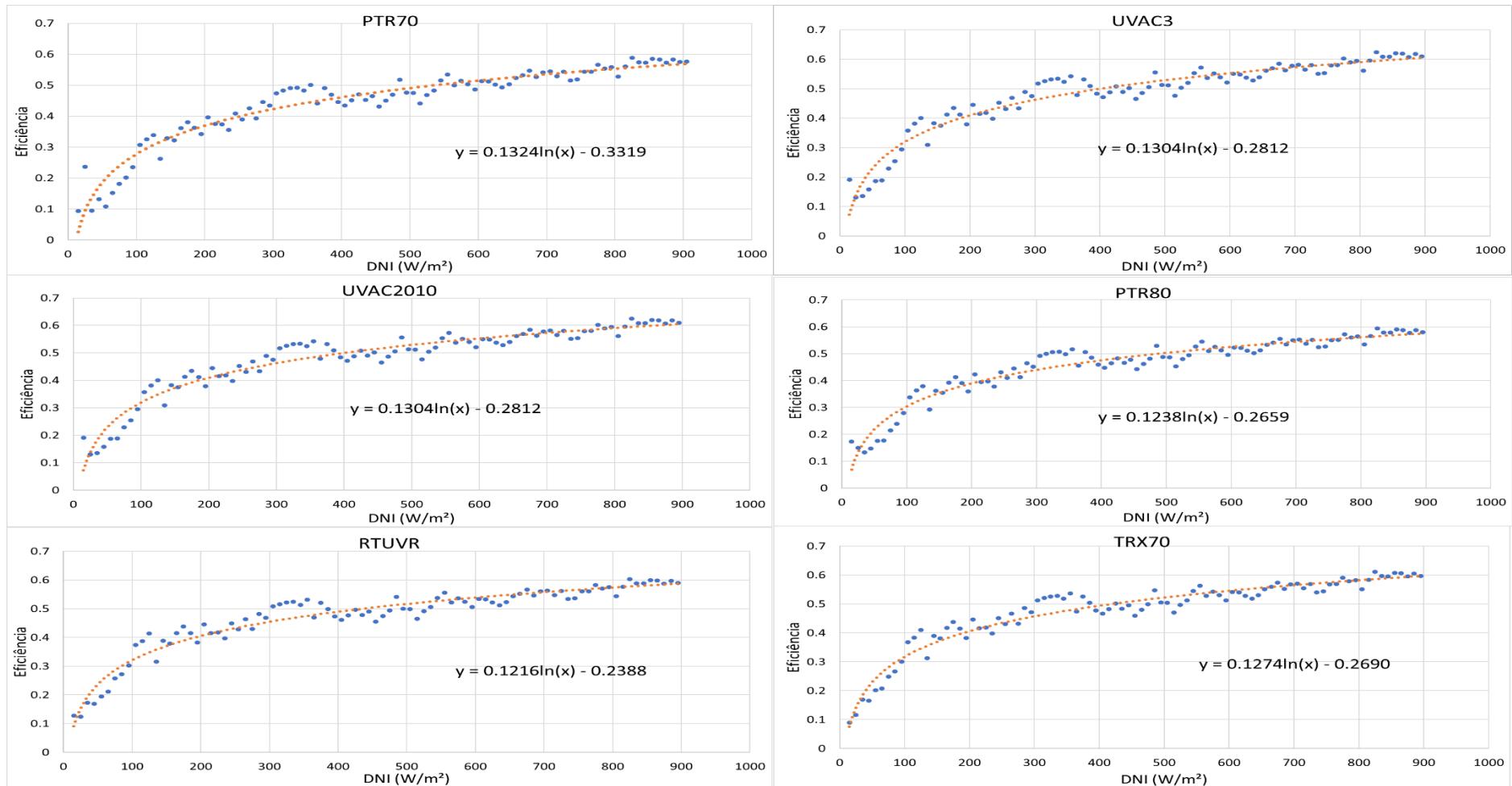


Figura 60 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SkyTrough6

Fonte: Elaboração própria

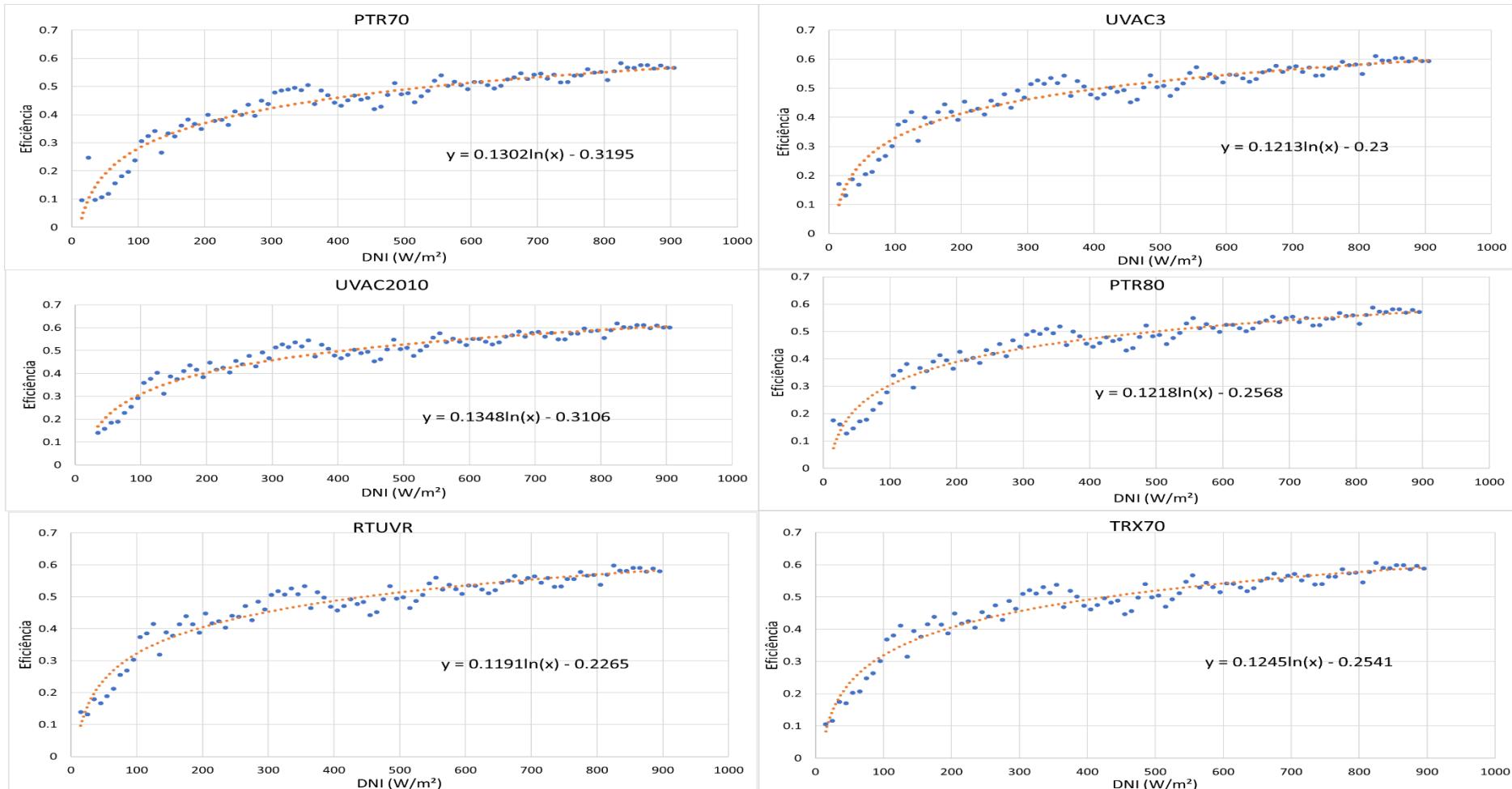


Figura 61 - Gráficos dos 6 Receptores para o concentrador SunField6

Fonte: Elaboração própria

Z

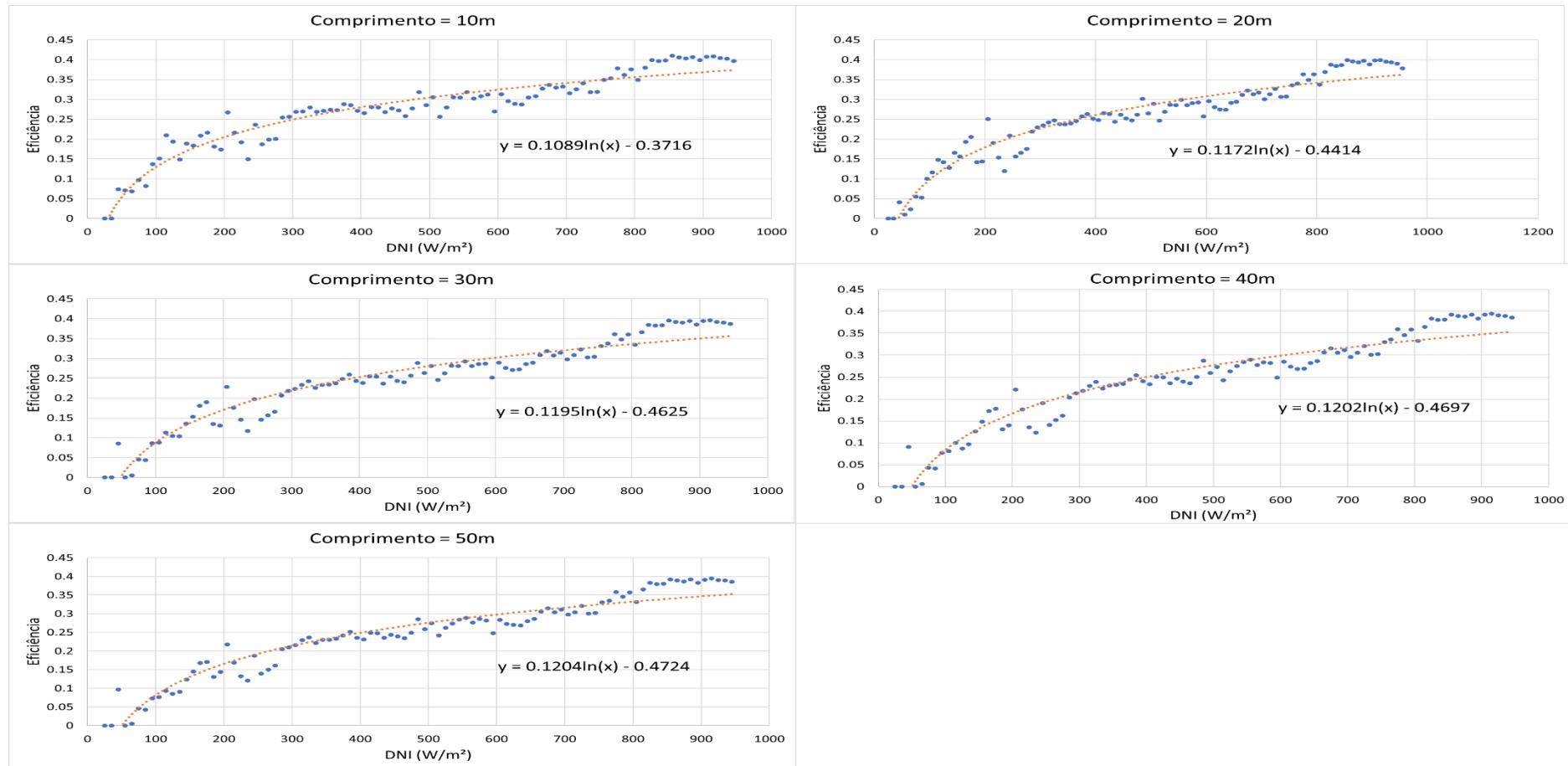


Figura 62 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 5m de largura

Fonte: Elaboração própria

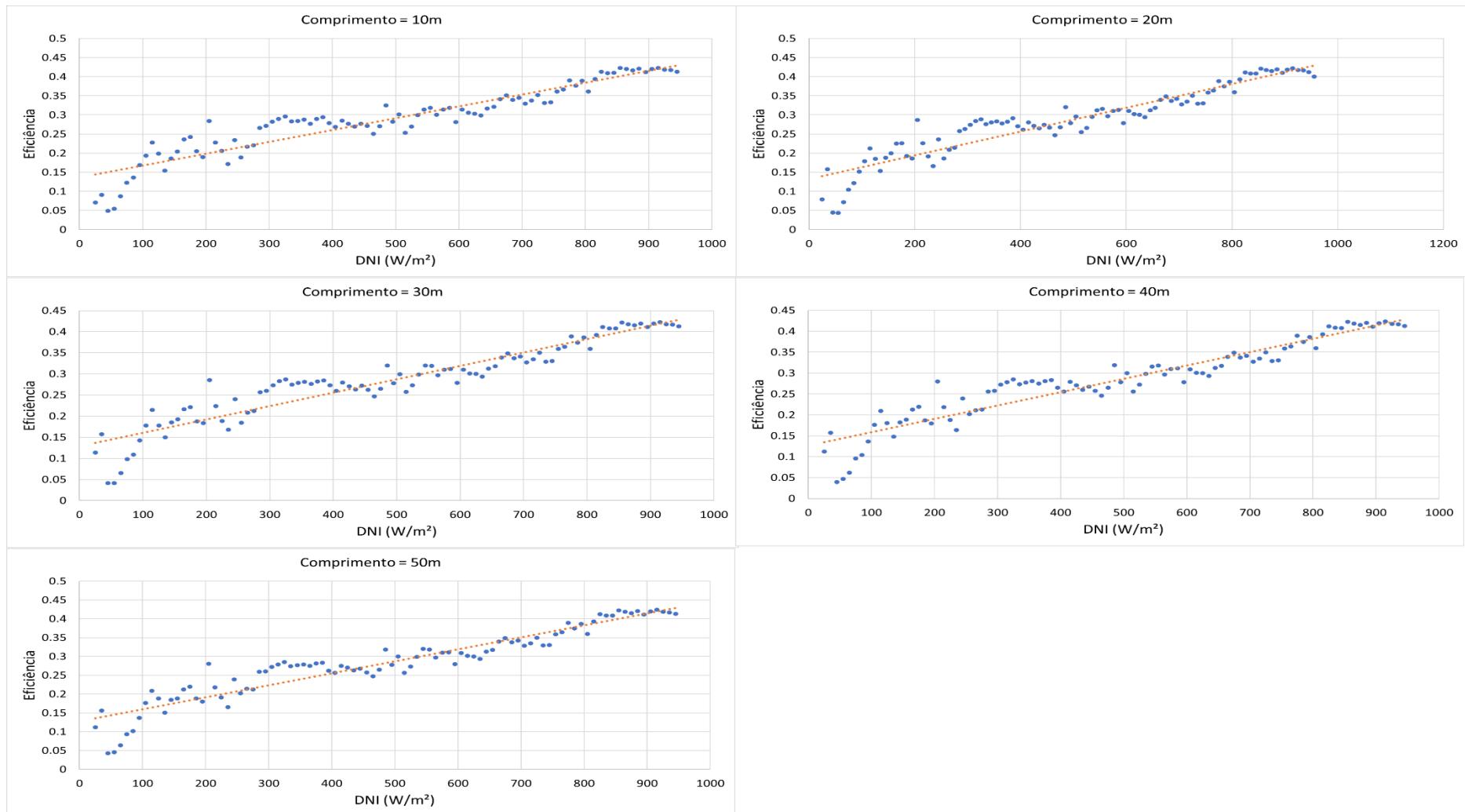


Figura 63 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 10m de largura

Fonte: Elaboração própria

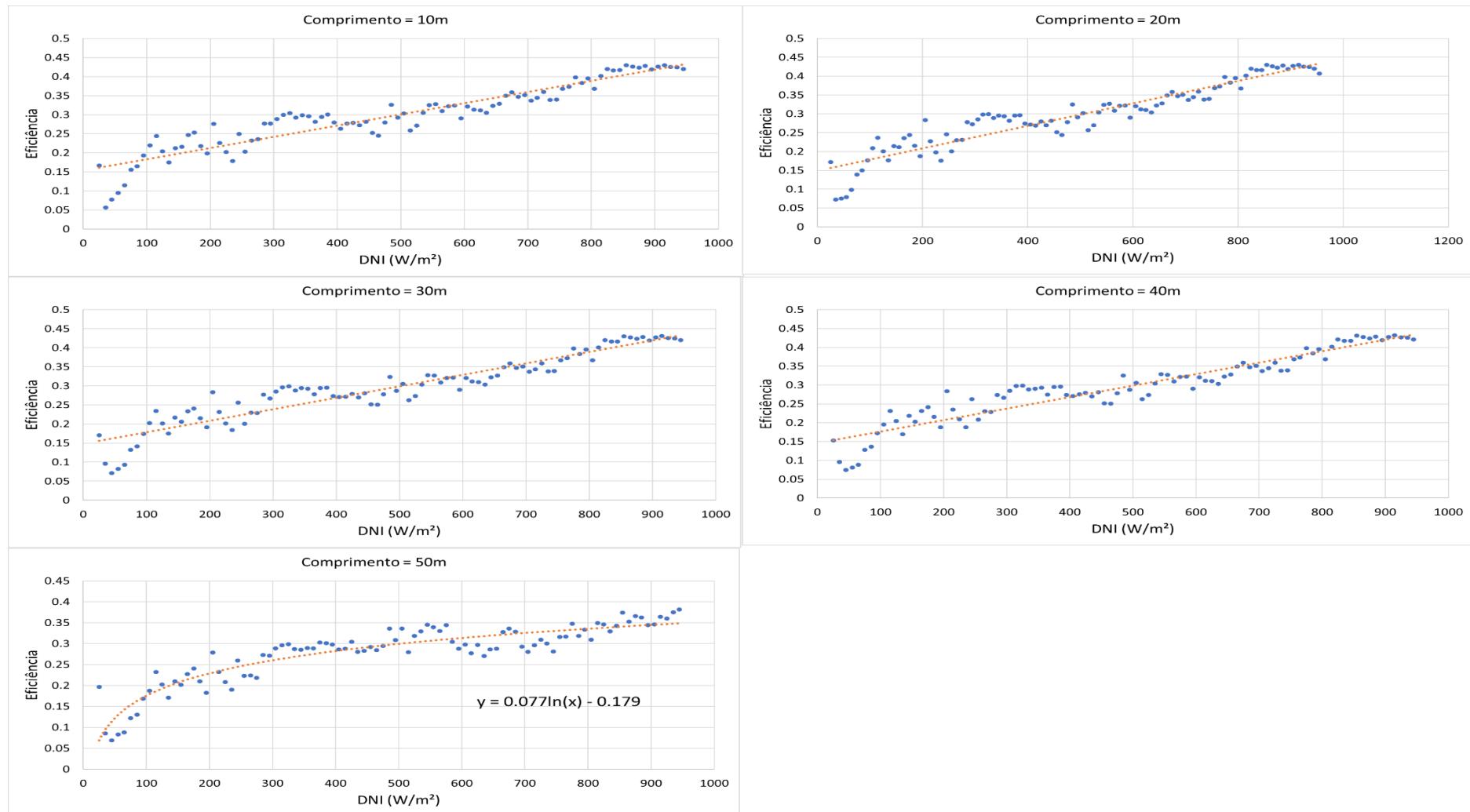


Figura 64 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 15m de largura

Fonte: Elaboração própria

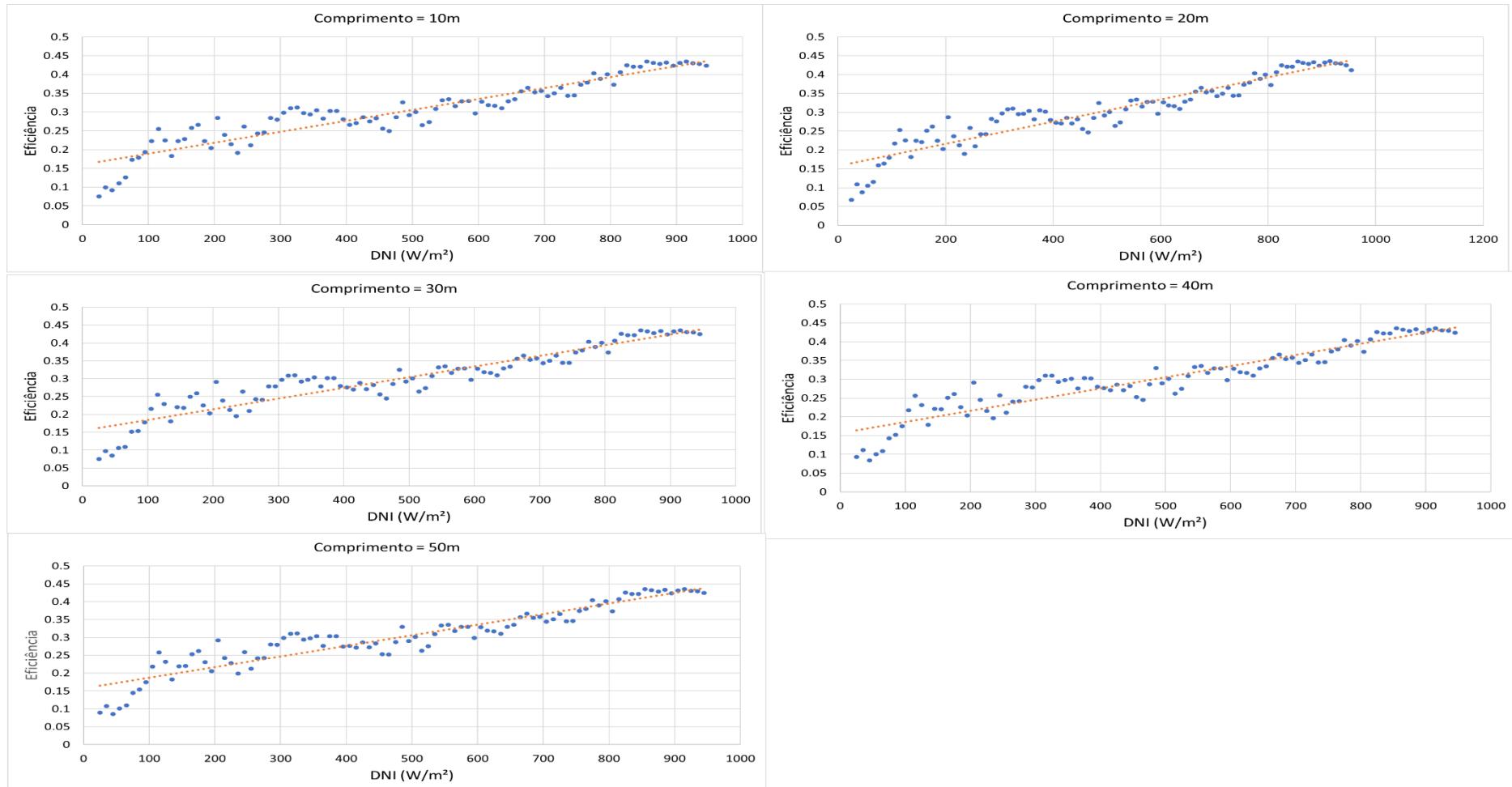


Figura 65 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 20m de largura

Fonte: Elaboração própria

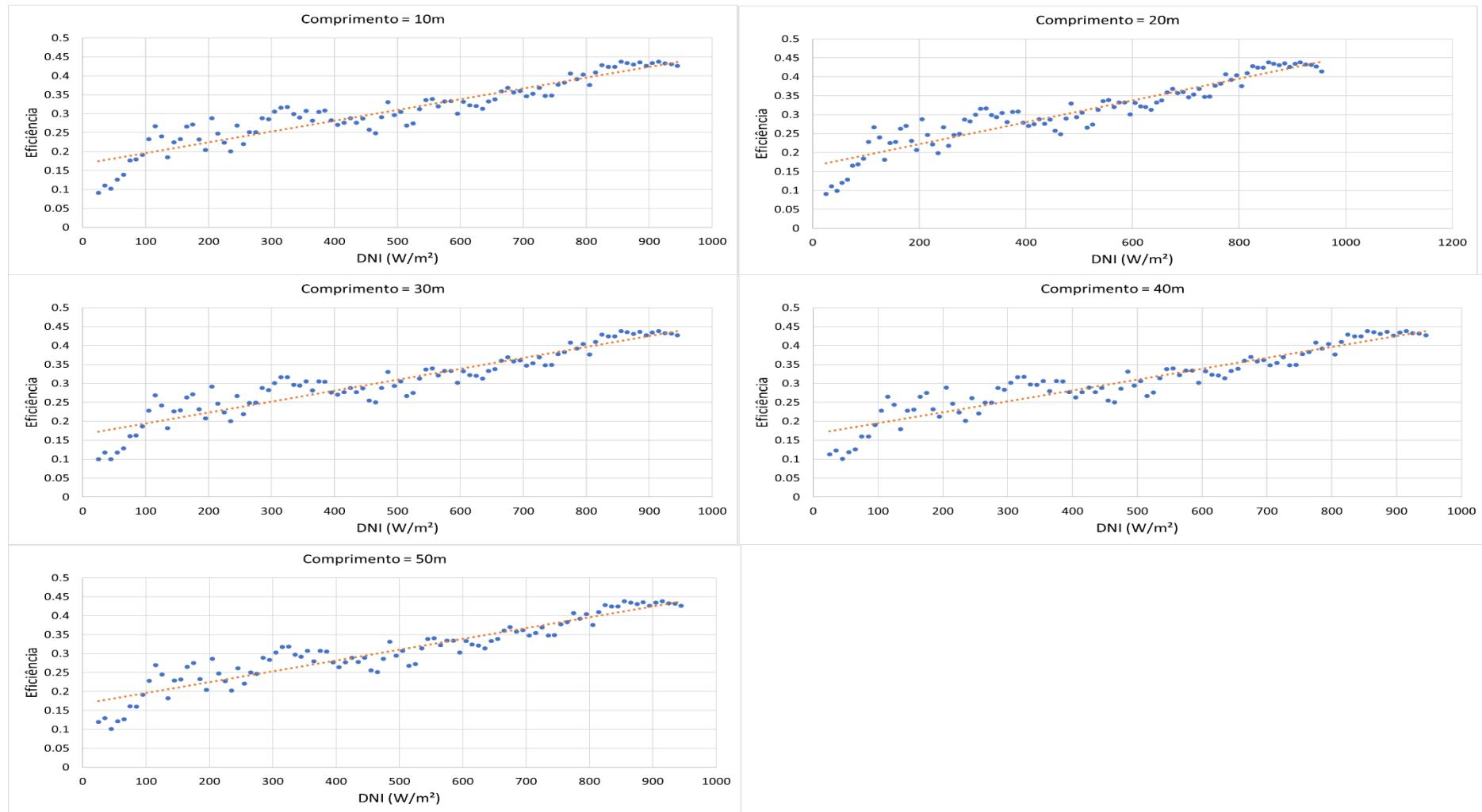


Figura 66 - Gráficos dos 5 receptores Fresnel para um módulo de 25m de largura

Fonte: Elaboração própria

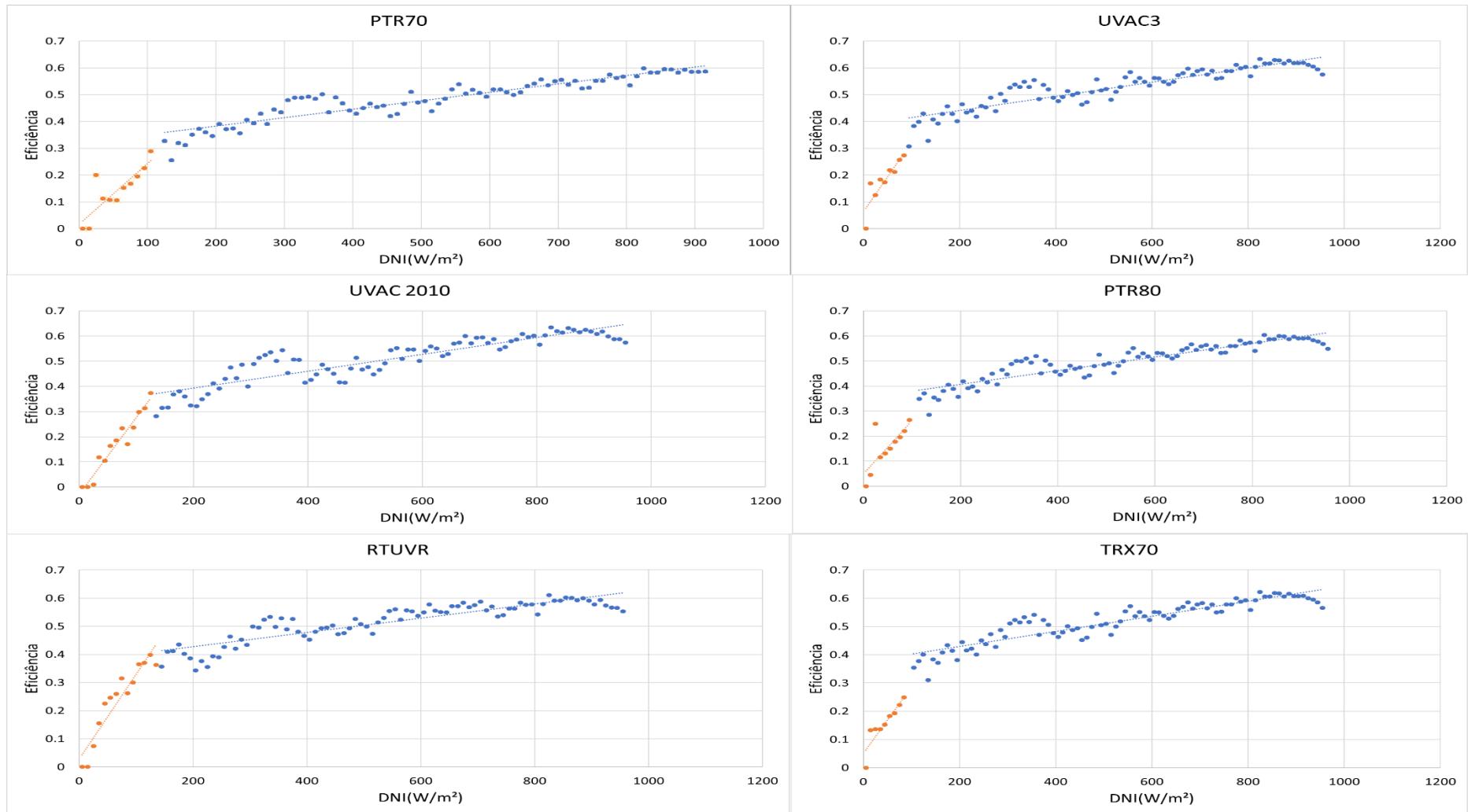


Figura 67 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador ET-150

Fonte: elaboração própria

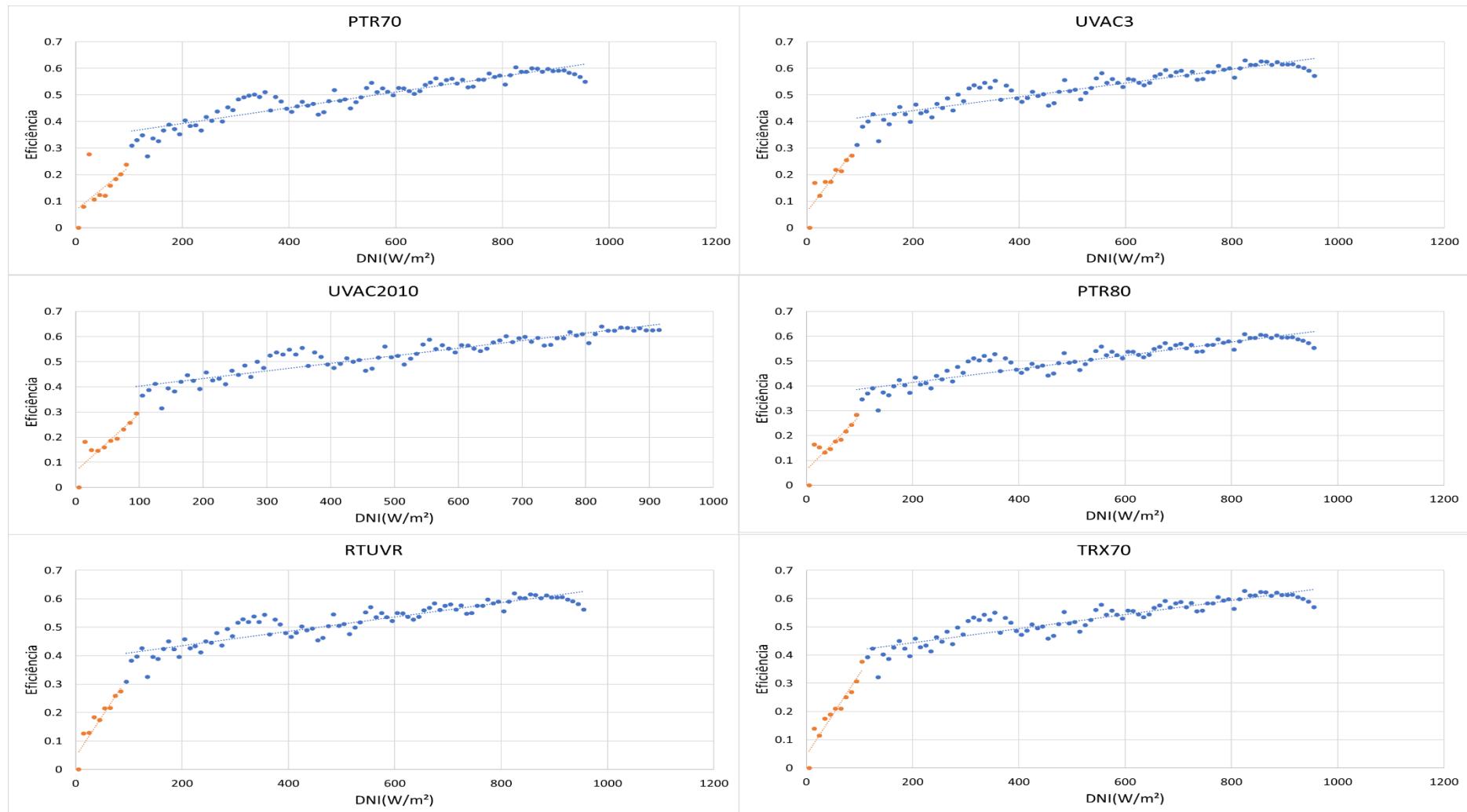


Figura 68 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador AT-150

Fonte: elaboração própria

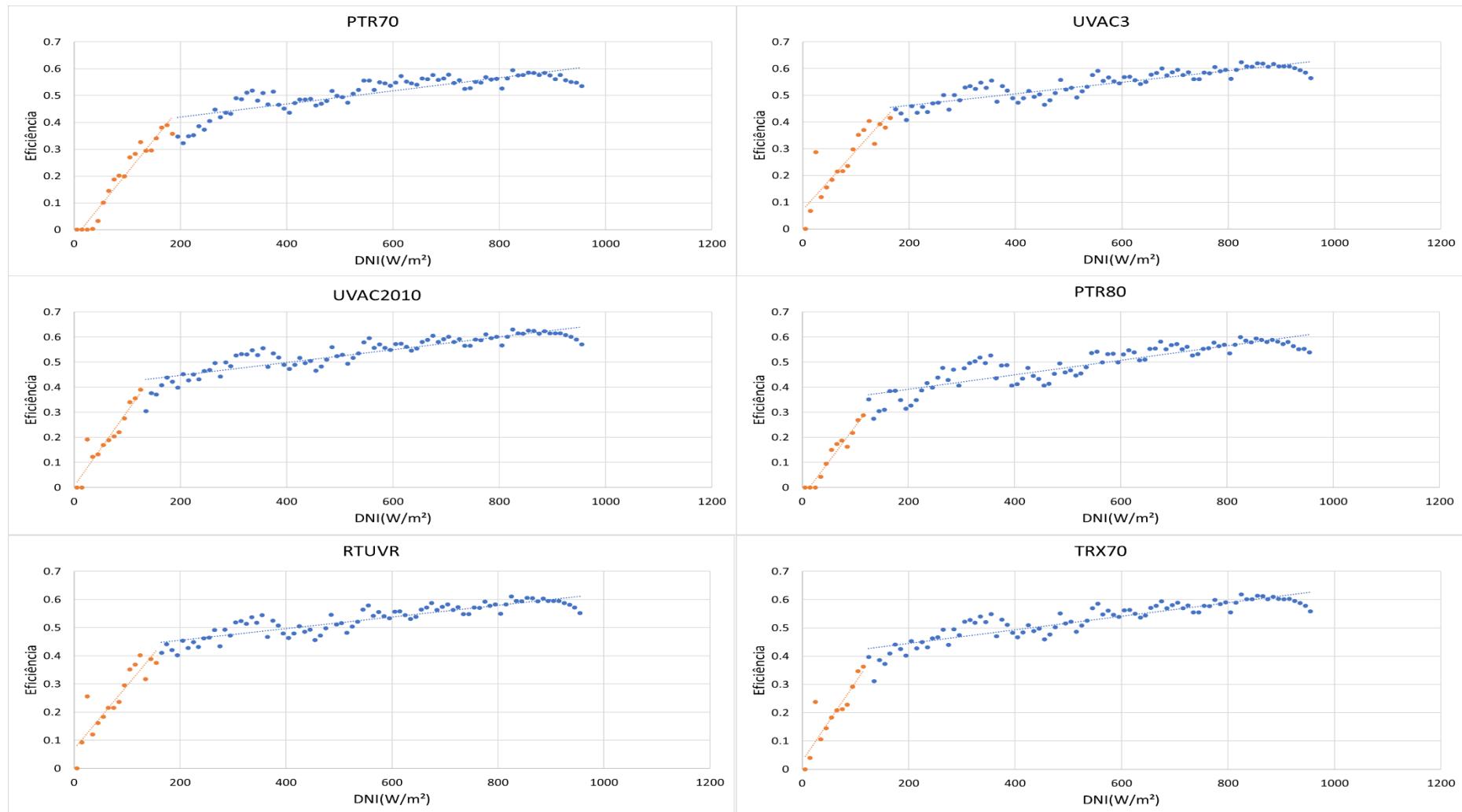


Figura 69 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador LS-2

Fonte: elaboração própria

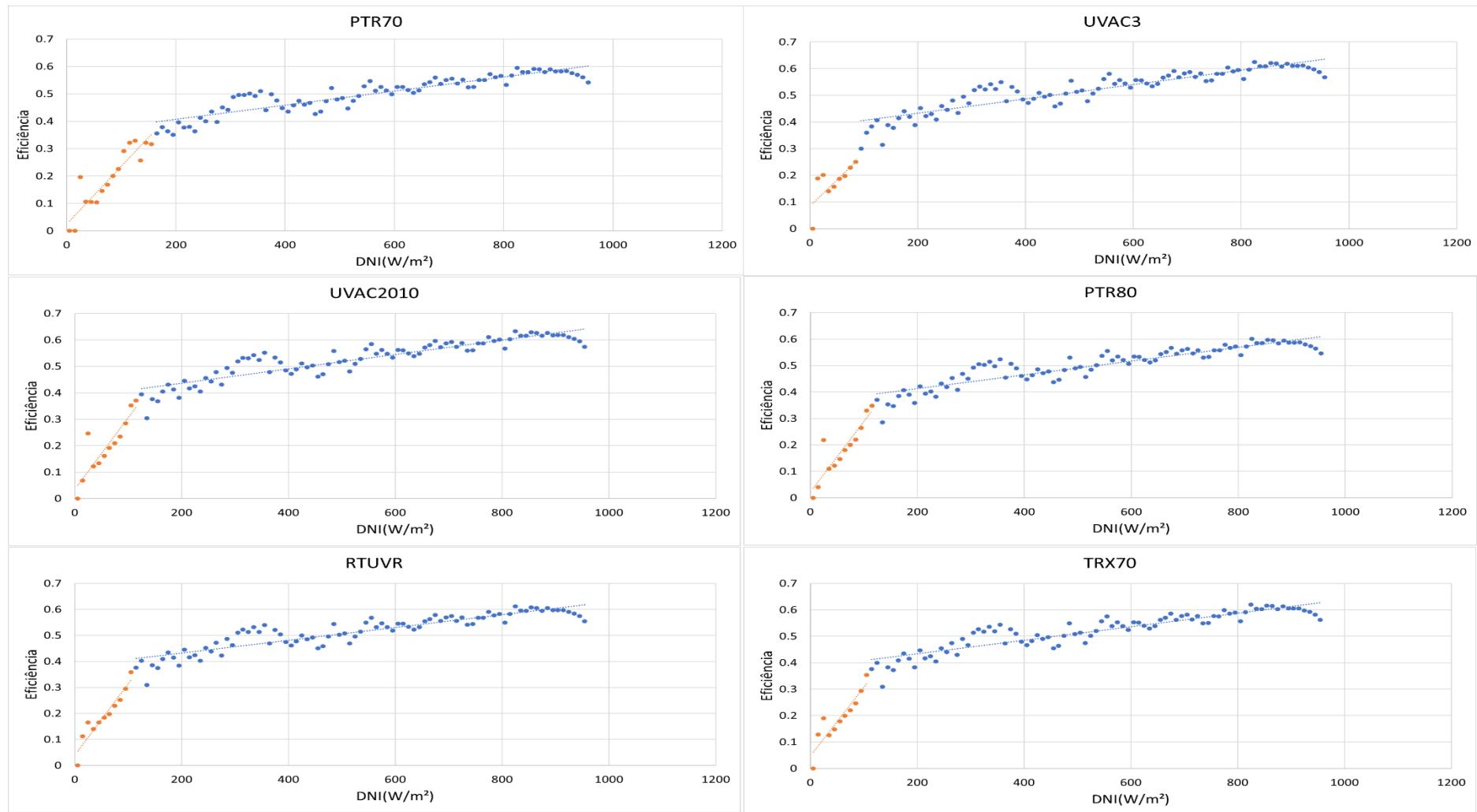


Figura 70 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador LS-3

Fonte: elaboração própria

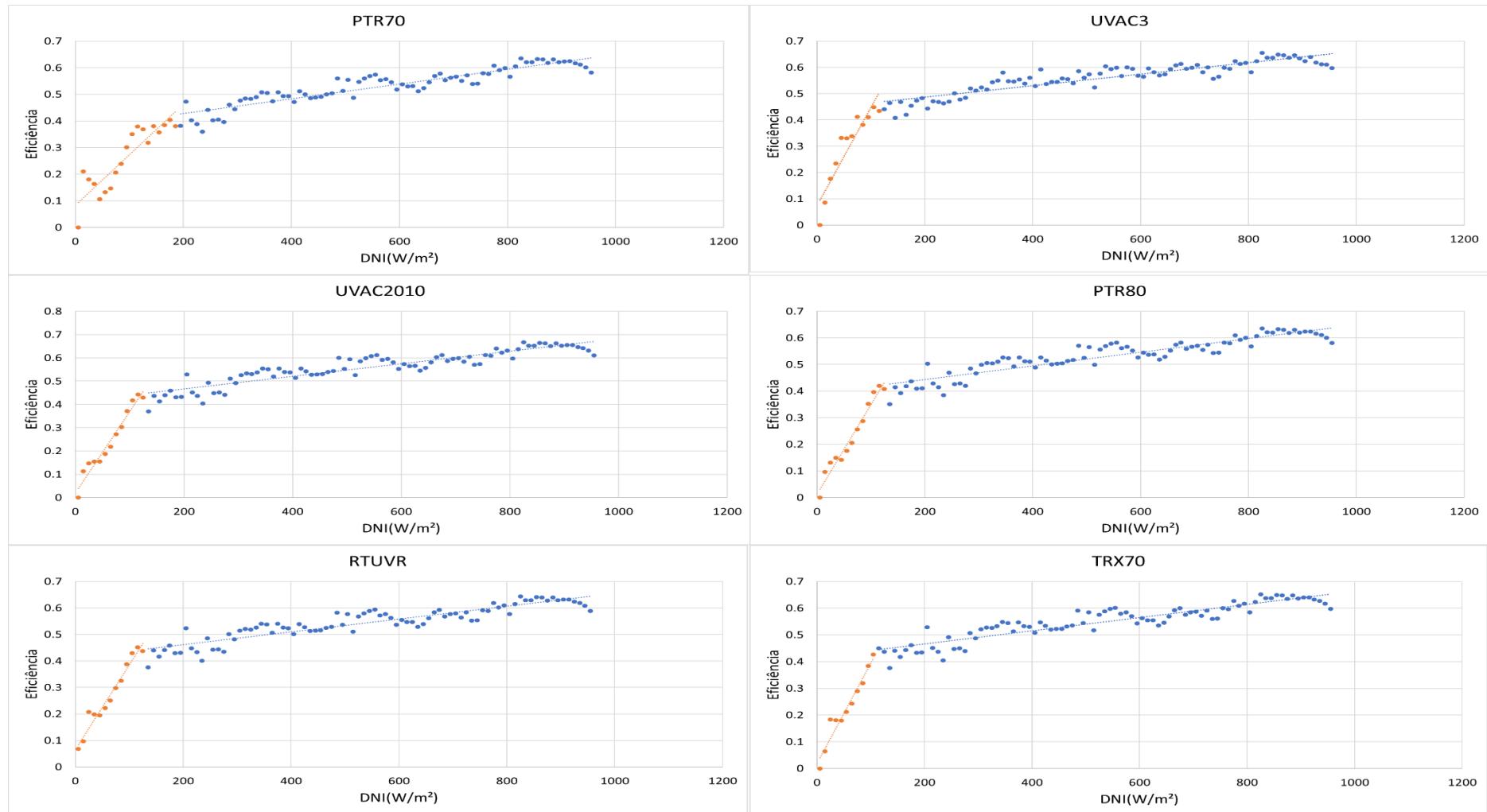


Figura 71 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador RP-6

Fonte: elaboração própria

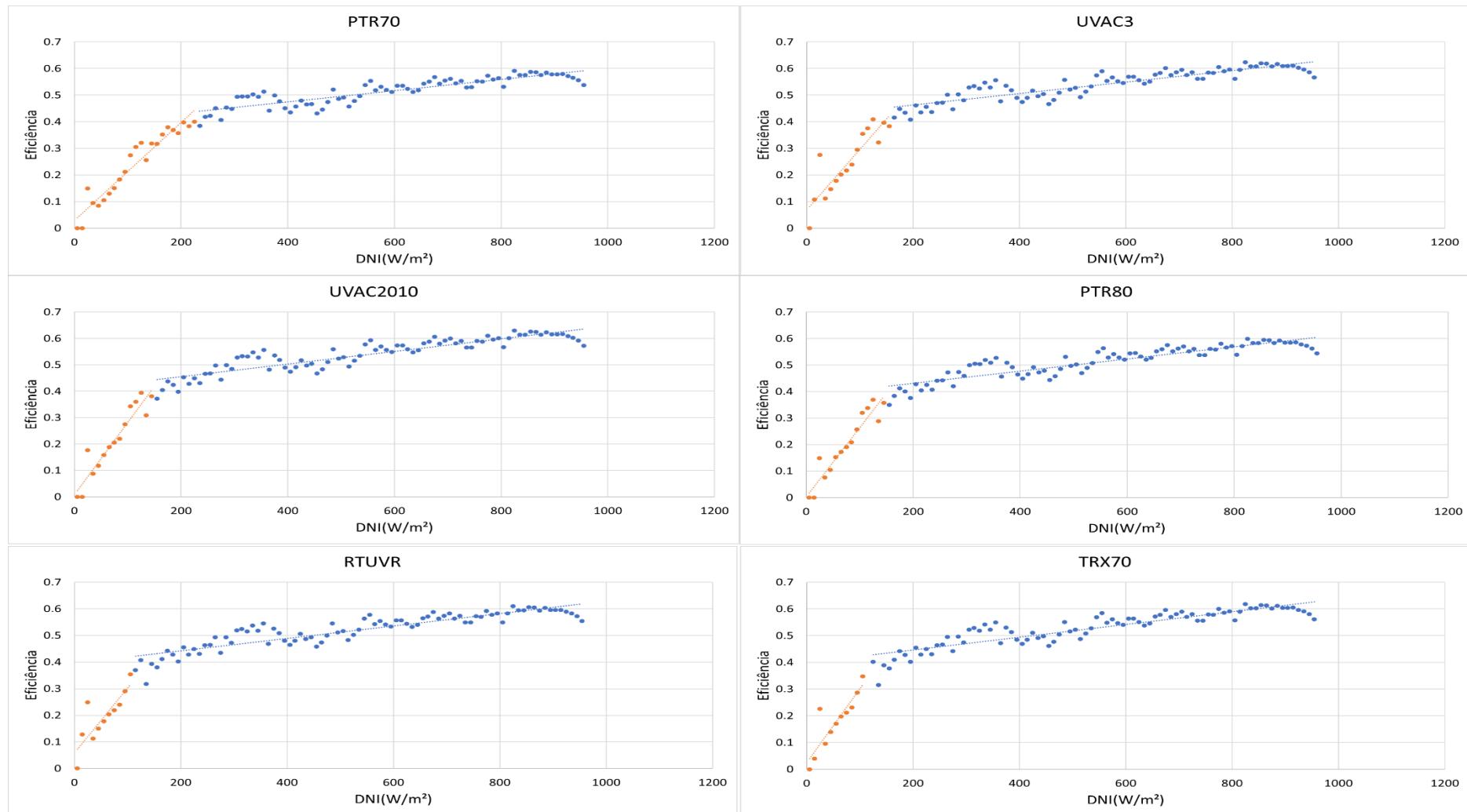


Figura 72 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador SGX-1

Fonte: elaboração própria

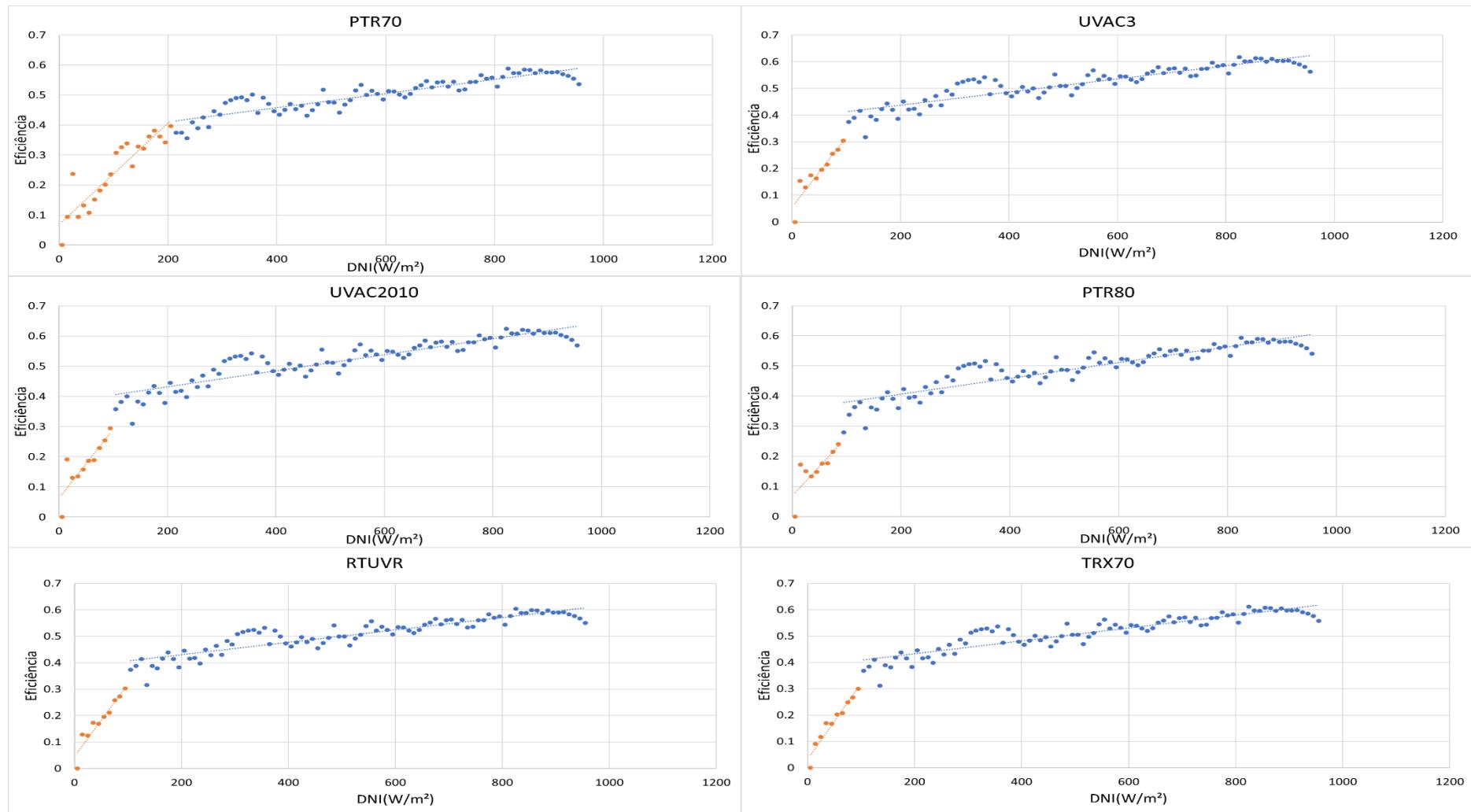


Figura 73 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador SkyTrough

Fonte: elaboração própria

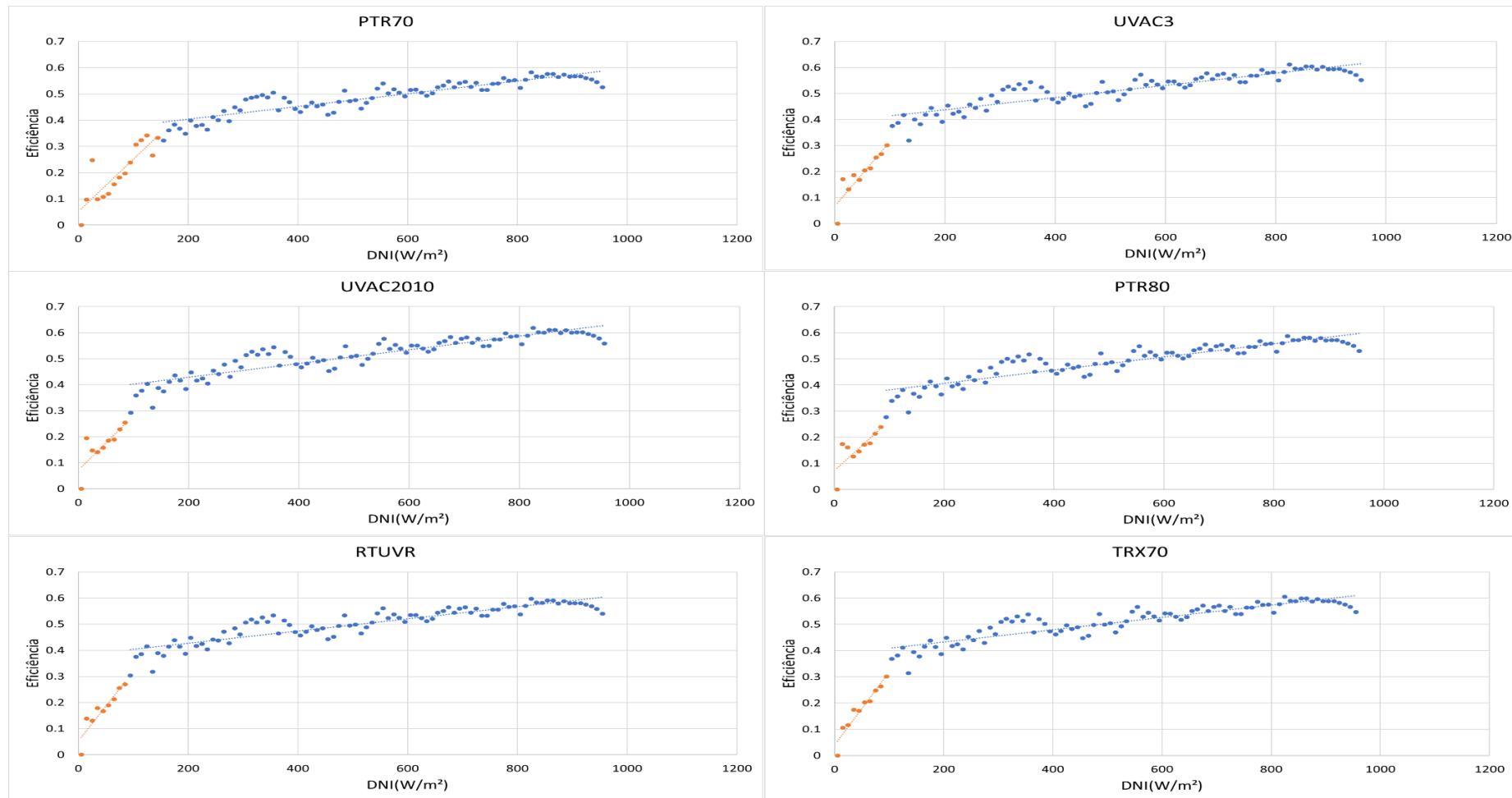


Figura 74 Ajuste em duas retas 6 Receptores para o concentrador Sunfield6

Fonte: elaboração própria

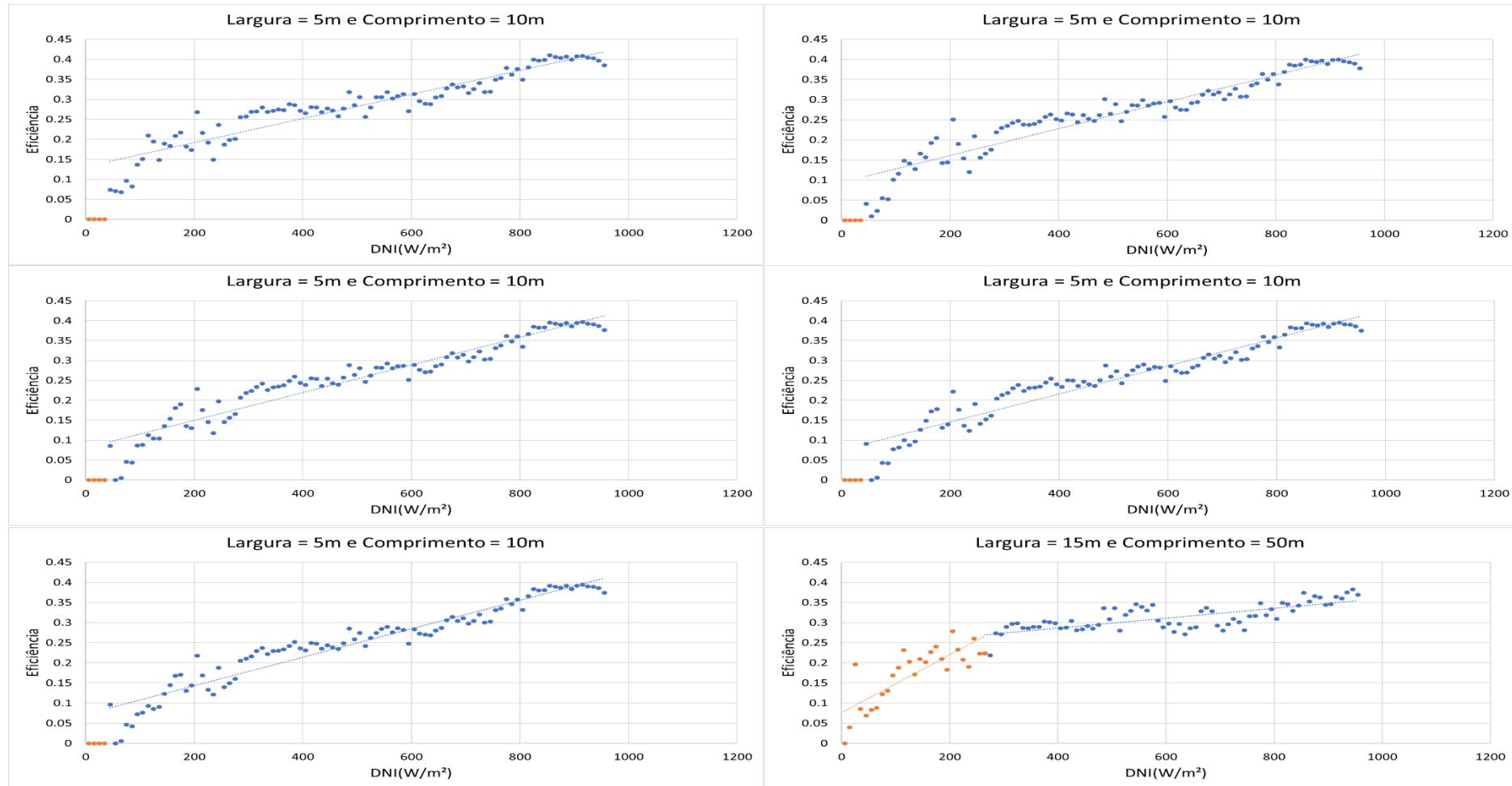


Figura 75 Ajuste para receptores Fresnel que o R^2 da curva logarítmica foi maior que o R^2 da reta

Fonte: elaboração própria

Anexo II - Gráficos e tabelas das propriedades dos fluidos de trabalho.

Tabela 36 - Propriedade do Theminol VP-1

Temperatura (°C)	Densidade (kg/m ³)	Capacidade térmica (Wh/kgK)	Capacidade térmica (kJ/kgK)
12	1071	0.423056	1.523
20	1064	0.429444	1.546
30	1056	0.43750	1.575
40	1048	0.445556	1.604
50	1040	0.453611	1.633
60	1032	0.461667	1.662
70	1024	0.469444	1.690
80	1015	0.47750	1.719
90	1007	0.485278	1.747
100	999	0.493056	1.775
110	991	0.500833	1.803
120	982	0.508611	1.831
130	974	0.516111	1.858
140	965	0.523889	1.886
150	957	0.531389	1.913
160	948	0.538889	1.940
170	940	0.546667	1.968
180	931	0.554167	1.995
190	922	0.561389	2.021
200	913	0.568889	2.048
210	904	0.576389	2.075
220	895	0.583611	2.101
230	886	0.591111	2.128
240	877	0.598333	2.154
250	867	0.605833	2.181
260	857	0.613056	2.207
270	848	0.620556	2.234
280	838	0.627778	2.260
290	828	0.635278	2.287
300	817	0.642778	2.314
310	806	0.650278	2.341
320	796	0.658056	2.369
330	784	0.665833	2.397
340	773	0.673611	2.425
350	761	0.681667	2.454
360	749	0.690278	2.485
370	736	0.699167	2.517

380	723	0.708611	2.551
390	709	0.718889	2.588
400	694	0.73	2.628
410	679	0.742778	2.674
420	662	0.758056	2.729
425	654	0.766667	2.760

Fonte: Solutia, (1998)

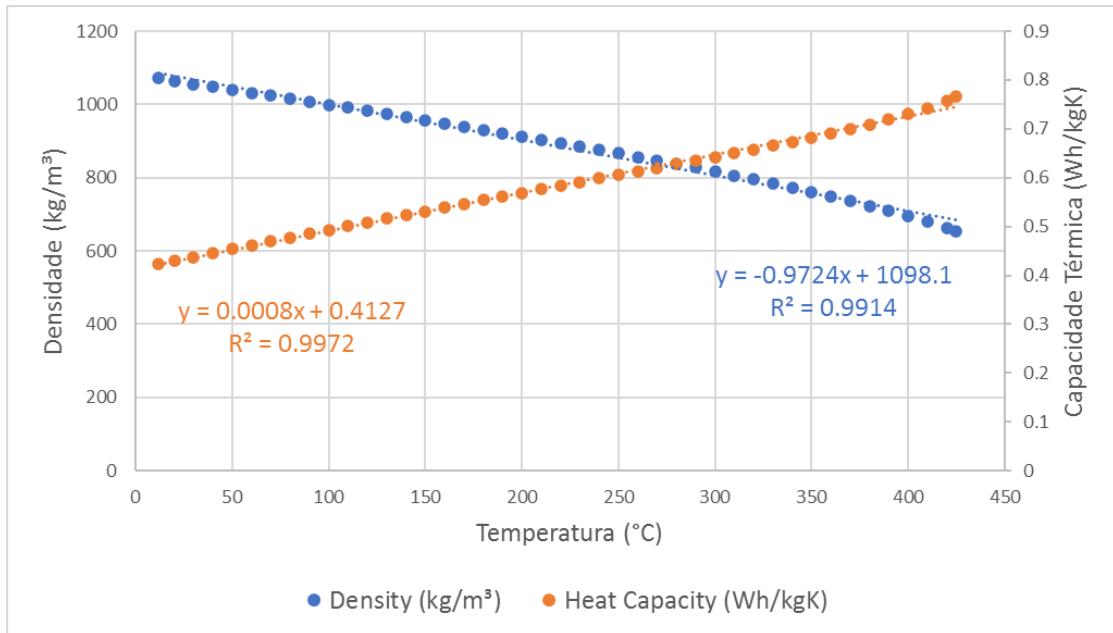


Figura 76 - Regressão linear da capacidade térmica e densidade do Therminol VP-1

Fonte: elaboração própria

Tabela 37 - Propriedades do SolarSalt

Temperatura (°C)	Densidade (kg/m ³)	Capacidade térmica (kJ/kgK)	Capacidade térmica (Wh/kgK)
351,85	1870	1,703	0,473
356,85	1866	1,685	0,468
361,85	1863	1,679	0,466
366,85	1860	1,661	0,463
371,85	1857	1,667	0,463
376,85	1854	1,661	0,461
381,85	1850	1,655	0,460
386,85	1847	1,649	0,458
391,85	1844	1,643	0,456
396,85	1840	1,637	0,455
401,85	1837	1,631	0,453
406,85	1834	1,624	0,451
411,85	1830	1,618	0,450
416,85	1827	1,613	0,448
421,85	1823	1,606	0,446
426,85	1820	1,600	0,444
431,85	1816	1,594	0,443
436,85	1813	1,588	0,441
441,85	1809	1,582	0,440
446,85	1806	1,576	0,438

Fonte: Janz *et al.*, (1979)

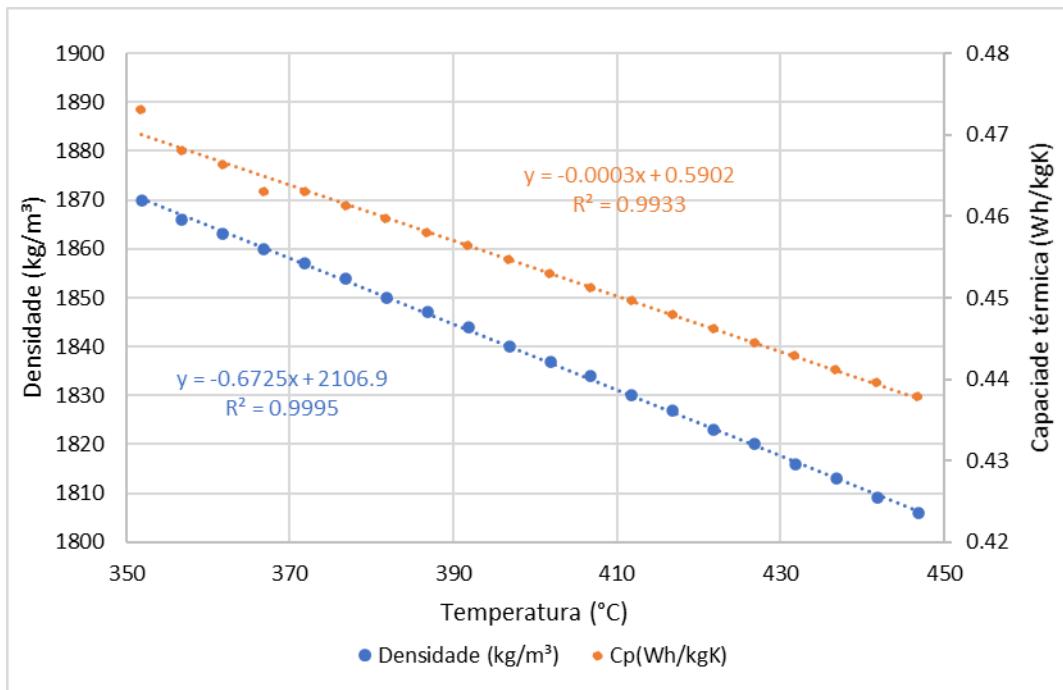


Figura 77 - Regressão linear das propriedades do Solar Salt

Fonte: elaboração própria

Anexo III – Tabelas de resultados das análises de sensibilidade

Tabela 38 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	136.062,62
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	83,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,19
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,53
Energia gerada no Campo solar (MWh)	72.772,30
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	44.623,41
Custo do campo solar (MMUSD)	28,57
Custo HTF (MMUSD)	0,39
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	2.014,70
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	426,88
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	28.148,89
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	28.148,89
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	19,12
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,32
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	6,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.472,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,07
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,34
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	29,26
Custo por potência (USD/kW)	879,72
Custo por energia gerada em um ano (USD/MWh)	349,21

Fonte: Elaboração própria

Tabela 39 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	128.598,83
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	39,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,10
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,75
Energia gerada no Campo solar (MWh)	70.091,52
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	43.830,30
Custo do campo solar (MMUSD)	27,01
Custo HTF (MMUSD)	0,37
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	2.020,88
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	491,66
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	26.261,22
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	26.261,22
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	14,58
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,25
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	308,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.801,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,07
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,29
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.761,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	27,67
Custo por potência (USD/kW)	1.248,07
Custo por energia gerada em um ano (USD/MWh)	341,15

Fonte: Elaboração própria

Tabela 40 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	118.760,11
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	36,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	5,73
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,39
Energia gerada no Campo solar (MWh)	64.729,02
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	29.335,30
Custo do campo solar (MMUSD)	24,94
Custo HTF (MMUSD)	0,35
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.871,67
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	463,37
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	35.393,72
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	35.393,72
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	9,56
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,36
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	8,74
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.130,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	3.701,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,07
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,19
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.761,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	25,55
Custo por potência (USD/kW)	2.304,14
Custo por energia gerada em um ano (USD/MWh)	337,35

Fonte: Elaboração própria

Tabela 41 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	141.041,38
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	43,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,96
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,72
Energia gerada no Campo solar (MWh)	76.873,21
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	54.904,88
Custo do campo solar (MMUSD)	29,62
Custo HTF (MMUSD)	0,41
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	2.502,46
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	875,87
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	21.968,33
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	21.968,33
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	13,98
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,36
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	38,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.571,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,09
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.761,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	30,36
Custo por potência (USD/kW)	1.190,61
Custo por energia gerada em um ano (USD/MWh)	345,44

Fonte: Elaboração própria

Tabela 42 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	145.040,76
Número de Coletores por loop	7,00
Número de loops	28,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,56
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,11
Energia gerada no Campo solar (MWh)	75.153,58
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	45.897,93
Custo do campo solar (MMUSD)	30,46
Custo HTF (MMUSD)	0,36
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.996,79
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	406,20
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	29.255,65
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	29.255,65
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	13,27
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,20
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	4,71
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	586,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	2.205,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,07
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,38
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.761,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	31,13
Custo por potência (USD/kW)	1.831,02
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	361,23

Fonte: Elaboração própria

Tabela 43 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Alimentos 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	125.798,07
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	40,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	7,92
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,92
Energia gerada no Campo solar (MWh)	68.564,99
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	27.223,44
Custo do campo solar (MMUSD)	26,42
Custo HTF (MMUSD)	0,37
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	4.995,85
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	2.700,40
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	36.067,56
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	41.341,56
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	7,65
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,48
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,63
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	3.115,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.717,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,18
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,28
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.761,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,019
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	27,25
Custo por potência (USD/kW)	3.205,74
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	366,71

Fonte: Elaboração própria

Tabela 44 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	45.057,17
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	7,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,15
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,52
Energia gerada no Campo solar (MWh)	24.557,96
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	15.075,26
Custo do campo solar (MMUSD)	9,46
Custo HTF (MMUSD)	0,10
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	674,86
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	145,27
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.482,71
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.482,71
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	6,54
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,32
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	13,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.450,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,45
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	9,59
Custo por potência (USD/kW)	854,57
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	339,11

Fonte: Elaboração própria

Tabela 45 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	43.388,33
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,10
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,75
Energia gerada no Campo solar (MWh)	23.648,38
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	14.788,03
Custo do campo solar (MMUSD)	9,11
Custo HTF (MMUSD)	0,09
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	652,21
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	151,32
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	8.860,35
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	8.860,35
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,90
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,25
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	337,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.808,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	9,23
Custo por potência (USD/kW)	1.234,38
Custo da energia Gerada em um ano (USD/MWh)	337,40

Fonte: elaboração própria

Tabela 46 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	40.799,66
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	11,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	5,84
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,41
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.821,46
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	9.907,81
Custo do campo solar (MMUSD)	8,57
Custo HTF (MMUSD)	0,09
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	650,90
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	184,86
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	11.913,65
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	11.913,65
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	3,26
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,36
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	8,73
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.352,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	3.649,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,40
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	8,68
Custo por potência (USD/kW)	2.321,34
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	339,95

Fonte: Elaboração própria

Tabela 47 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	47.566,90
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	7,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,96
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,72
Energia gerada no Campo solar (MWh)	25.925,86
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	18.516,94
Custo do campo solar (MMUSD)	9,99
Custo HTF (MMUSD)	0,10
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	750,51
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	202,95
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	7.408,93
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	7.408,93
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,80
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,36
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	18,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.543,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,03
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,48
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	10,12
Custo por potência (USD/kW)	1.177,18
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	341,52

Fonte: Elaboração própria

Tabela 48 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	46.741,04
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	13,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,36
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,06
Energia gerada no Campo solar (MWh)	24.999,17
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	15.700,43
Custo do campo solar (MMUSD)	9,82
Custo HTF (MMUSD)	0,10
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	694,19
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	142,93
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.298,75
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.298,75
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,21
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,18
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	4,44
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	48,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	2.208,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,47
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	9,94
Custo por potência (USD/kW)	1.732,47
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	346,30

Fonte: Elaboração própria

Tabela 49 - Resultados rodada de Sensibilidade Belém Têxtil 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	42.475,37
Número de Coletores por loop	16,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	7,92
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,92
Energia gerada no Campo solar (MWh)	23.150,77
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	9.191,91
Custo do campo solar (MMUSD)	8,92
Custo HTF (MMUSD)	0,09
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.797,39
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	930,44
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	12.178,11
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	13.958,86
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	2,59
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,48
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,63
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	3.246,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.705,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,06
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	9,10
Custo por potência (USD/kW)	3.170,90
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	362,76

Fonte: Elaboração própria

Tabela 50 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	90.212,48
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	52,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,71
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,47
Energia gerada no Campo solar (MWh)	67.002,64
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	36.673,43
Custo do campo solar (MMUSD)	18,94
Custo HTF (MMUSD)	0,23
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	914,79
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	302,42
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	30.329,21
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	30.329,21
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	19,67
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,50
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	67,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.542,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,03
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,34
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	19,22
Custo por potência (USD/kW)	577,98
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	246,40

Fonte: Elaboração própria

Tabela 51 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	86.858,22
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	24,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,47
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,68
Energia gerada no Campo solar (MWh)	64.511,36
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	37.148,27
Custo do campo solar (MMUSD)	18,24
Custo HTF (MMUSD)	0,22
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.021,99
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	333,92
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	27.363,10
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	27.363,10
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	14,45
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,38
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	419,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.893,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,04
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,29
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	18,51
Custo por potência (USD/kW)	835,08
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	245,13

Fonte: Elaboração própria

Tabela 52 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Sunfield6_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	79.682,02
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	35,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,53
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,25
Energia gerada no Campo solar (MWh)	59.467,95
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	25.175,52
Custo do campo solar (MMUSD)	16,73
Custo HTF (MMUSD)	0,19
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	998,95
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	296,05
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	34.292,43
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	34.292,43
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	9,20
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,35
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	8,47
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	1.971,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	3.727,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,03
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,19
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	16,98
Custo por potência (USD/kW)	1.530,82
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	240,86

Fonte: Elaboração própria

Tabela 53 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	96.086,91
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	58,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,37
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,65
Energia gerada no Campo solar (MWh)	71.365,70
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	47.729,41
Custo do campo solar (MMUSD)	20,18
Custo HTF (MMUSD)	0,24
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	730,37
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	209,90
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	23.636,29
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	23.636,29
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	14,60
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,11
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,54
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	156,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.619,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,03
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	20,47
Custo por potência (USD/kW)	802,62
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	248,44

Fonte: Elaboração própria

Tabela 54 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	89.385,81
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	46,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,31
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,91
Energia gerada no Campo solar (MWh)	68.678,80
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	46.058,57
Custo do campo solar (MMUSD)	18,77
Custo HTF (MMUSD)	0,26
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	629,18
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	158,60
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	22.620,24
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	22.620,24
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	11,35
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,15
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,65
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	570,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.993,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,38
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	19,07
Custo por potência (USD/kW)	1.122,01
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	239,34

Fonte: Elaboração própria

Tabela 55 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Alimentos 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	82.585,38
Número de Coletores por loop	5,00
Número de loops	36,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	6,12
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,68
Energia gerada no Campo solar (MWh)	63.453,75
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	28.701,50
Custo do campo solar (MMUSD)	17,34
Custo HTF (MMUSD)	0,22
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.615,25
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	573,27
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	34.589,50
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	34.752,25
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	7,51
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,46
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,15
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.996,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.605,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,06
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,28
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	17,63
Custo por potência (USD/kW)	2.074,59
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	237,31

Fonte: Elaboração própria

Tabela 56 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Sunfield6_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	30.231,03
Número de Coletores por loop	10,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,70
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,47
Energia gerada no Campo solar (MWh)	22.561,89
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	12.398,54
Custo do campo solar (MMUSD)	6,35
Custo HTF (MMUSD)	0,06
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	349,49
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	117,20
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	10.163,36
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	10.163,36
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	6,34
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,48
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	75,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.602,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,0063
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,45
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,01
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	6,43
Custo por potência (USD/kW)	573,19
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	244,73

Fonte: Elaboração própria

Tabela 57 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	28.791,96
Número de Coletores por loop	12,00
Número de loops	11,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,42
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,67
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.731,21
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	12.685,37
Custo do campo solar (MMUSD)	6,05
Custo HTF (MMUSD)	0,06
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	458,97
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	123,60
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.045,84
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.045,84
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,86
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,31
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	414,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.860,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	6,13
Custo por potência (USD/kW)	819,38
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	240,84

Fonte: Elaboração própria

Tabela 58 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	28.791,96
Número de Coletores por loop	12,00
Número de loops	11,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,42
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,67
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.731,21
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	12.685,37
Custo do campo solar (MMUSD)	6,05
Custo HTF (MMUSD)	0,06
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	458,97
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	123,60
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.045,84
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.045,84
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,86
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,31
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	414,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.860,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,0063
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,01
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	6,13
Custo por potência (USD/kW)	819,38
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	240,84

Fonte: Elaboração própria

Tabela 59 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	31.305,26
Número de Coletores por loop	12,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,29
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,63
Energia gerada no Campo solar (MWh)	24.053,12
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	16.329,89
Custo do campo solar (MMUSD)	6,57
Custo HTF (MMUSD)	0,07
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	225,34
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	58,25
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	7.723,23
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	7.723,23
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,75
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,10
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,46
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	98,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.625,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,01
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,48
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	6,66
Custo por potência (USD/kW)	773,93
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	239,68

Fonte: Elaboração própria

Tabela 60 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Sunfield6_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	31.068,52
Número de Coletores por loop	10,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,41
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,94
Energia gerada no Campo solar (MWh)	23.186,93
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	15.551,16
Custo do campo solar (MMUSD)	6,52
Custo HTF (MMUSD)	0,05
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	252,25
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	74,92
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	7.635,77
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	7.635,77
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	3,78
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,15
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,64
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	519,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	2.018,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,01
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,47
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	6,59
Custo por potência (USD/kW)	1.148,86
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	245,11

Fonte: Elaboração própria

Tabela 61 - Resultados rodada de Sensibilidade Recife Têxtil 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	27.884,71
Número de Coletores por loop	12,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	6,12
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,68
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.424,97
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	9.690,98
Custo do campo solar (MMUSD)	5,86
Custo HTF (MMUSD)	0,06
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	684,14
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	161,07
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	11.679,04
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	11.734,00
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	2,48
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,46
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	11,15
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	3.056,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.707,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	5,95
Custo por potência (USD/kW)	2.071,60
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	236,99

Fonte: Elaboração própria

Tabela 62 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	55.384,87
Número de Coletores por loop	3,00
Número de loops	25,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,25
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,42
Energia gerada no Campo solar (MWh)	66.527,56
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	31.801,58
Custo do campo solar (MMUSD)	11,63
Custo HTF (MMUSD)	0,18
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.499,69
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	424,58
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	34.725,98
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	34.725,98
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	19,65
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,12
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,86
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	174,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.767,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,05
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,34
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	12,09
Custo por potência (USD/kW)	363,46
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	155,90

Fonte: Elaboração própria

Tabela 63 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	Sunfield_RTUVR
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	54.663,74
Número de Coletores por loop	3,00
Número de loops	38,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,85
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,62
Energia gerada no Campo solar (MWh)	64.067,38
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	36.997,34
Custo do campo solar (MMUSD)	11,48
Custo HTF (MMUSD)	0,13
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.414,04
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	409,69
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	27.070,05
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	27.070,05
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	15,08
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,35
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	497,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.795,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,05
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,29
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	11,68
Custo por potência (USD/kW)	526,79
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	155,55

Fonte: Elaboração própria

Tabela 64 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	49.245,80
Número de Coletores por loop	3,00
Número de loops	22,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,33
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,11
Energia gerada no Campo solar (MWh)	59.153,39
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	25.727,74
Custo do campo solar (MMUSD)	10,34
Custo HTF (MMUSD)	0,12
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.565,02
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	463,20
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	33.425,65
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	33.425,65
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	9,77
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,34
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	8,26
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.195,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	3.421,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,05
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,19
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	10,54
Custo por potência (USD/kW)	950,23
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	150,18

Fonte: Elaboração própria

Tabela 65 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	59.276,71
Número de Coletores por loop	3,00
Número de loops	27,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,74
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,58
Energia gerada no Campo solar (MWh)	71.202,38
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	43.256,59
Custo do campo solar (MMUSD)	12,45
Custo HTF (MMUSD)	0,17
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.403,17
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	303,91
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	27.945,79
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	27.945,79
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	15,09
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,13
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,00
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	259,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.852,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,05
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	12,69
Custo por potência (USD/kW)	497,73
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	154,37

Fonte: Elaboração própria

Tabela 66 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	57.751,52
Número de Coletores por loop	4,00
Número de loops	78,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,55
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,85
Energia gerada no Campo solar (MWh)	68.565,25
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	44.503,04
Custo do campo solar (MMUSD)	12,13
Custo HTF (MMUSD)	0,17
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	1.217,03
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	276,73
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	24.062,21
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	24.062,21
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	12,23
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,16
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,88
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	675,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.968,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,04
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,38
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	12,36
Custo por potência (USD/kW)	726,83
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	155,26

Fonte: Elaboração própria

Tabela 67 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Alimentos 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Therminol VP-1
área do campo solar (m ²)	52.690,40
Número de Coletores por loop	3,00
Número de loops	24,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,65
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,55
Energia gerada no Campo solar (MWh)	63.291,00
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	29.351,65
Custo do campo solar (MMUSD)	11,06
Custo HTF (MMUSD)	0,13
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	2.504,71
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	691,09
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	33.939,35
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	33.939,35
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	7,53
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,46
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	10,94
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	3.009,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.506,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,09
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	11.016,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	1,28
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0187
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	11,30
Custo por potência (USD/kW)	1.329,91
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	152,13

Fonte: Elaboração própria

Tabela 68 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	LS2_PTR70
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	18.906,81
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	12,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,26
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,42
Energia gerada no Campo solar (MWh)	22.447,04
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	10.743,19
Custo do campo solar (MMUSD)	3,97
Custo HTF (MMUSD)	0,04
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	507,74
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	188,67
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	11.703,85
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	11.703,85
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	6,48
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,12
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,86
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	182,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.806,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,0063
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,45
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,01
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	4,03
Custo por potência (USD/kW)	359,57
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	154,20

Fonte: Elaboração própria

Tabela 69 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	17.991,67
Número de Coletores por loop	7,00
Número de loops	5,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,80
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,60
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.611,34
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	12.328,34
Custo do campo solar (MMUSD)	3,78
Custo HTF (MMUSD)	0,03
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	483,13
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	142,00
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.283,00
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.283,00
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	5,17
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,14
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,40
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	525,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.796,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	3,83
Custo por potência (USD/kW)	512,66
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	151,40

Fonte: Elaboração própria

Tabela 70 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 5 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	16.607,69
Número de Coletores por loop	7,00
Número de loops	4,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	3,33
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,11
Energia gerada no Campo solar (MWh)	19.948,93
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	8.676,44
Custo do campo solar (MMUSD)	3,49
Custo HTF (MMUSD)	0,03
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	482,21
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	159,79
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	11.272,49
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	11.272,49
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	3,27
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,34
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	8,26
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	2.159,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	3.446,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,40
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	3,54
Custo por potência (USD/kW)	946,78
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	149,62

Fonte: Elaboração própria

Tabela 71 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 8 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	SGX1_RTUVR
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	19.942,89
Número de Coletores por loop	8,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	1,74
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,58
Energia gerada no Campo solar (MWh)	24.013,35
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	14.809,23
Custo do campo solar (MMUSD)	4,19
Custo HTF (MMUSD)	0,04
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	426,06
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	81,56
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	9.204,13
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	9.204,13
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,94
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,12
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	2,93
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	210,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.864,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,0063
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,48
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,01
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	4,25
Custo por potência (USD/kW)	494,48
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	153,35

Fonte: Elaboração própria

Tabela 72 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 12 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	19.226,59
Número de Coletores por loop	7,00
Número de loops	6,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	2,51
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	0,84
Energia gerada no Campo solar (MWh)	23.150,86
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	15.054,36
Custo do campo solar (MMUSD)	4,04
Custo HTF (MMUSD)	0,05
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	430,97
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	86,25
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	8.096,50
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	8.096,50
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	4,08
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,16
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	3,86
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	633,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	1.985,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,0063
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,47
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,01
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	4,11
Custo por potência (USD/kW)	716,07
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	152,98

Fonte: Elaboração própria

Tabela 73 - Resultados rodada de Sensibilidade BJL Têxtil 7 dias e 24 horas

Campo solar	
Modelo do Coletor Escolhido	ET150_UVAC2010
HTF escolhido	Solar Salt
área do campo solar (m ²)	17.790,76
Número de Coletores por loop	7,00
Número de loops	4,00
múltiplo solar (irradiância de projeto média das máximas diárias)	4,65
múltiplo solar (irradiância de projeto DNI média)	1,55
Energia gerada no Campo solar (MWh)	21.370,02
Energia gerada no Campo solar utilizada como Energia final (MWh)	9.910,50
Custo do campo solar (MMUSD)	3,74
Custo HTF (MMUSD)	0,03
Sistema de Armazenamento	
Nível máximo de armazenamento no ano (MWh)	709,62
Nível médio de armazenamento no ano (MWh)	215,60
Total de energia final proveniente do armazenamento (MWh)	11.459,52
Energia Armazenada no sistema de armazenamento em um ano (MWh)	11.459,52
Potência média cedida pelo armazenamento nas horas em que utilizado (MW)	2,59
Fração da energia final cedida pelo armazenamento	0,46
Média de horas de armazenamento utilizado em 1 dia (h)	10,94
horas em que o armazenamento foi utilizado com máxima potência (h)	3.071,00
Total de horas em que o armazenamento foi acionado	4.426,00
Custo do sistema de Armazenamento (MMUSD)	0,02
Sistema de Backup	
Total de energia gerada pelo sistema de backup (MWh)	3.717,00
Média da energia utilizada pelo sistema de backup (MWh)	0,43
Horas em que o sistema de backup foi acionado (h)	8.758,00
Custo do sistema de Backup (MMUSD)	0,0063
Custos do sistema	
Custo total do sistema (MMUSD)	3,80
Custo por potência (USD/kW)	1.324,03
CUSTO POR ENERGIA GERADA EM UM ANO (USD/MWh)	151,47

Fonte: Elaboração própria