



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

Vinícius Oliveira Braz de Morais

Análise técnico-econômica de planta heliotérmica
para suprimento de eletricidade em usina
termelétrica em *stand-by* no nordeste brasileiro



Salvador
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

Vinícius Oliveira Braz de Moraes

**Análise técnico-econômica de planta heliotérmica para supri-
mento de eletricidade em usina termelétrica em *stand-by* no nor-
deste brasileiro**

Salvador
2022

Vinícius Oliveira Braz de Moraes

Análise técnico-econômica de planta heliotérmica para suprimento de eletricidade em usina termelétrica em *stand-by* no nordeste brasileiro

Dissertação submetida ao programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia como requisito para obtenção de grau de mestre em Engenharia Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Júlio Augusto Mendes da Silva

Salvador
2022

M828 Morais, Vinícius Oliveira Braz de.

Análise técnico-econômica de planta heliotérmica para suprimento de eletricidade em usina termelétrica em *standy-by* no nordeste brasileiro / Vinícius Oliveira Braz de Morais. – Salvador, 2022.
121 f.: il. color.

Orientador: Prof. Dr. Júlio Augusto Mendes da Silva.

Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial - Universidade Federal da Bahia - Escola Politécnica, 2022.

1. Viabilidade Técnico-Econômica. 2. Dimensionamento de plantas CSP. 3. Energia Solar Concentrada. 4. Sistema de Armazenamento de Energia Térmica. 5. Calhas Parabólicas. I. Morais, Vinícius Oliveira Braz de. II. Universidade Federal da Bahia. III. Título.

CDD: 621.471

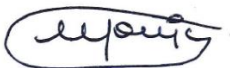
**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE PLANTA HELIOTÉRMICA PARA
SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE EM USINA TERMELÉTRICA EM *STAND-BY*
NO NORDESTE BRASILEIRO**

VINÍCIUS OLIVEIRA BRAZ DE MORAIS

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. Júlio Augusto Mendes da Silva 
Doutor em Engenharia Mecânica, pela Universidade de São Paulo (USP), Brasil, 2013

Prof. Dr. Monica Carvalho 
Doutora em Climatization technologies and energy efficiency, pela Universidad de Zaragoza (UNIZAR), Espanha, 2011

Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio 
Doutor em Engenharia Mecânica, pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Brasil, 2010

Salvador, BA - BRASIL
dezembro/2022

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus pela vida e saúde da minha família e amigos, o que torna possível superar os obstáculos do dia a dia.

Agradeço à minha família por todo o suporte dado, em especial à minha companheira Thais, que sempre me apoiou nas decisões mais difíceis.

Ao meu orientador Prof. Júlio Augusto Mendes da Silva por toda a paciência e orientação dada, o que permitiu a realização desse trabalho.

Por fim, agradeço ao Grupo Global Participações em Energia (GPE) pela oportunidade de realizar essa especialização no âmbito do programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do projeto número PD-06961-0011/2019.

RESUMO

Usinas termelétricas despacháveis conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) comumente consomem energia das redes de transmissão quando em modo *stand-by*. Esse consumo é valorado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este trabalho analisa a viabilidade técnico-econômica da aplicação de uma usina de energia solar concentrada (CSP) combinada com um ciclo Rankine orgânico (ORC) de pequeno porte para substituir a energia elétrica consumida da rede de transmissão em um estudo de caso localizado em Candeias, Bahia, Brasil. A metodologia desenvolvida foca no uso da planta CSP como principal fonte de energia elétrica enquanto a rede é utilizada apenas quando ocorrem longos períodos sem radiação solar direta. Os resultados indicam que o custo nivelado de energia (LCOE) pode variar entre 6 e 80 ¢/kWh dependendo dos custos dos principais componentes da planta CSP. Isso indica que é necessária uma redução de 92% no CAPEX para garantir a viabilidade econômica do sistema proposto, dentro de cenários cuja remuneração varia proporcionalmente ao PLD.

Palavras-chave: Viabilidade técnico-econômica, dimensionamento de plantas CSP, energia solar concentrada, sistema de armazenamento de energia térmica, calhas parabólicas.

ABSTRACT

Backup thermoelectric power plants connected to the Brazilian grid commonly consume energy from the transmission networks when in stand-by mode. This consumption is valued according to the Price for Settlement of Differences (PLD), calculated by the Electric Energy Commercialization Chamber (CCEE). This work analyses the technical-economic feasibility of applying a concentrating solar power (CSP) plant combined with a small organic Rankine cycle (ORC) to replace the electricity consumed from the transmission network for a case study located in Candeias, Bahia, Brazil. The methodology developed focus on the use of CSP as the main electricity source while the grid is used only when long periods without direct solar radiation occurs. The results indicate that the levelized cost of energy (LCOE) can vary between 6 and 80 ¢/kWh depending on CSP main components costs. This indicates that a reduction of 92% in the CAPEX is required for economic viability of proposed system, within scenarios whose remuneration varies in proportion to the PLD.

Keywords: Techno-economic feasibility, CSP power plants design, concentrated solar power, thermal energy storage system, parabolic troughs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Percentual de tipos de centrais elétricas (serviço público + autoprodução) – categoria renováveis e não renováveis	22
Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira distribuída por tipo de fonte energética com referência ao PMO 2021.01	23
Figura 1.3 – Geração de energia elétrica de plantas CSP no mundo no cenário NZE..	24
Figura 1.4 – Participações do aumento da capacidade instalada de plantas CSP em países selecionados entre 2018 e 2021.	25
Figura 1.5 – Mapa de disponibilidade global média anual de irradiação solar normal direta.	26
Figura 3.1 – Campo solar de calhas parabólicas da FLABEG FE GmbH instalado em uma planta CSP de 550MW na Arábia Saudita.	28
Figura 3.2 – Exemplo de um possível arranjo de campo solar (linhas azuis representam a corrente fria de HTF e linhas vermelhas as correntes quentes).	29
Figura 3.3 – Trajetória da irradiação direta em um espelho parabólico (F é o ponto focal e α o ângulo de incidência na parábola).	30
Figura 3.4 – Exemplo de sistema de armazenamento térmico direto para uma planta CSP de torre central.	31
Figura 3.5 – Exemplo de sistema de armazenamento térmico indireto para uma planta CSP de calhas parabólicas.	31
Figura 3.6 – Diagrama do ciclo ORC básico e respectivo diagrama T-s.	33
Figura 3.7 – Diagrama do ciclo ORC supercrítico sem recuperador e respectivo diagrama T-s.	33

Figura 3.8 – Diagrama do ciclo ORC subcrítico com recuperador e respectivo diagrama T-s.	33
Figura 3.9 – Diagrama do ciclo ORC supercrítico com recuperador e respectivo diagrama T-s.	34
Figura 3.10 – Grupos de ferramentas de <i>Machine Learning</i> baseados nas técnicas de aprendizado.	35
Figura 3.11 – Fluxo de trabalho de desenvolvimento de um modelo de <i>Machine Learning</i>	36
Figura 3.12 – Mapa do sistema de transmissão no horizonte de 2024.	38
Figura 3.13 – Fluxograma da interação dos modelos computacionais usados para otimização da operação do SIN e para o cálculo do PLD.	40
Figura 4.1 – Fronteira de Pareto dos cenários otimizados de combinação de plantas solares (PV-CSP).	46
Figura 4.2 – Perdas térmicas para os tanques frio e quente (386°C/292°C) – na esquerda: tanque quente cheio e tanque frio vazio – na direita: tanque quente vazio e tanque frio cheio – tanque quente cinza escuro – tanque frio cinza claro.	51
Figura 4.3 – Fluxo total de perda de calor inferior ($q_{inferior}$) em função da espessura do isolamento (L_{is}) para diferentes temperaturas internas do tanque e temperaturas máximas para o concreto da fundação.	52
Figura 4.4 – Distribuição da temperatura no modelo de tanque semicheio quatro dias após o início do resfriamento.	53
Figura 5.1 – Modelo proposto de planta CSP.	64
Figura 5.2 – Média anual do total diário da irradiação direta normal no Brasil.	67

Figura 5.3 – Mapa de precipitação anual no Brasil – INMET 2016.....	68
Figura 5.4 – Mapa de temperatura média ambiente no Brasil – INMET 2016.	68
Figura 5.5 – Modelo físico dos mecanismos de transferência de calor em um tanque de armazenamento térmico.....	71
Figura 6.1 – Função de distribuição acumulada empírica: período vs dia típico – Candeias, Bahia.	75
Figura 6.2 – Irradiação direta normal: média no período vs dia típico – Candeias, Bahia.	75
Figura 6.3 – Função de distribuição acumulada empírica: período vs ano típico – Candeias, Bahia.	75
Figura 6.4 – Irradiação direta normal: média no período vs ano típico – Candeias, Bahia.	75
Figura 6.5 – Sombreamento entre coletores solares em função do ângulo de rastreo.	77
Figura 6.6 – Fluxo de trabalho simplificado da metodologia de dimensionamento da área de abertura do campo solar e capacidade térmica para um dia típico.....	80
Figura 6.7 – Fluxograma detalhado da metodologia para dimensionamento da área de abertura do campo solar e capacidade térmica para um dia típico.	81
Figura 6.8 – Representação gráfica do valor CT_{dim} para minimizar a diferença ($CT_d - CT_{dim}$).....	84
Figura 6.9 – Modelo físico simplificado dos mecanismos de transferência de calor em um tanque de armazenamento térmico.	86
Figura 6.10 – Circuito térmico para o modelo proposto de perda térmica em tanques de armazenamento.	86

Figura 6.11 – Circuito térmico equivalente para o modelo de perda térmica em tanques de armazenamento.	87
Figura 6.12 – Espessuras econômicas, em mm, para isolamento com silicato de cálcio – Tabela G-1 da norma N-550 da Petrobras.	91
Figura 6.13 – Perfil das médias anuais do PLD na região Nordeste em função do dólar americano.....	96
Figura 7.1 – Faixa de valores de LCOE para as fontes renováveis no Brasil, em função de três níveis de taxa de desconto, expresso em US\$/kWh com cotação do dólar igual a R\$5,39/US\$. Faixa vermelha indicando o intervalo de LCOE encontrado para as plantas CSP.	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Limite dos valores de PLD desde 2017.....	41
Tabela 4.1 – Critérios de projeto para sistemas de armazenamento de energia solar. ..	44
Tabela 4.2 – Dados técnicos dos sais fundidos e óleos térmicos utilizados em sistemas de armazenamento térmico.....	44
Tabela 4.3 – Pontos de otimização para cada cenário de combinação de plantas solares (PV-CSP).	46
Tabela 4.4 – Energia gerada anual e fator de capacidade da planta CSP de 100 MW proposta nas cidades potenciais no Paquistão.	48
Tabela 4.5 – Resultados do resfriamento do tanque em função dos níveis de fluido. ..	53
Tabela 4.6 – Variáveis e seus respectivos limites superiores e inferiores para dimensionamento de planta de torre central.	54
Tabela 4.7 – Resultados da otimização da planta de torre central usando a metodologia SRSM e SA (Simulated Annealing).	55
Tabela 4.8 – Resultados da otimização da planta de torre central usando diferentes metodologias.....	56
Tabela 4.9 – Características técnicas de plantas tipo calha parabólica operacionais no mundo, exceto na Espanha e nos Estados Unidos.....	58
Tabela 4.10 – Detalhes técnicos de plantas de calhas parabólicas na Espanha.	59
Tabela 4.11 – Plantas com tecnologia de calhas parabólicas operacionais nos Estados Unidos.....	60

Tabela 4.12 – Lista dos principais fabricantes de componentes de sistemas de calhas parabólicas no mundo.....	62
Tabela 4.13 – Lista não exaustiva dos principais fabricantes de ORC comerciais.....	63
Tabela 5.1 – Perfil de consumo médio de eletricidade da unidade termelétrica em regime stand-by.....	66
Tabela 5.2 – Características técnicas do coletor solar (SCA) da planta CSP proposta.	69
Tabela 5.3 – Características técnicas do conjunto receptor (HCE) do campo solar da planta CSP proposta.....	69
Tabela 5.4 – Configurações dos ORCs para cálculo da eficiência e custo específico do bloco de potência.....	72
Tabela 6.1 – Composição do dia típico de Candeias, Bahia.....	74
Tabela 6.2 – Composição do ano típico de Candeias, Bahia.....	75
Tabela 6.3 – Consumos unitários adotados para as perdas parasíticas na operação do campo solar e do bloco de potência.....	78
Tabela 6.4 – Hipóteses adotadas para os cálculos de transferência de calor dentre de um tanque de armazenamento.....	85
Tabela 6.5 – Equações de resistência térmica aplicadas aos mecanismos de transferência de calor do tanque.....	87
Tabela 6.6 – Equações adotadas para os cálculos dos coeficientes de transferência de calor por convecção.....	89
Tabela 6.7 – Variáveis independentes adotadas para construção de banco de dados do surrogate.....	92

Tabela 6.8 – Configurações dos 44 surrogates desenvolvidos para cálculo da eficiência e custo específico do bloco de potência.	94
Tabela 6.9 – Custos unitários adotados para composição do CAPEX e OPEX do empreendimento.	95
Tabela 7.1 – Principais parâmetros adotados no SAM para validação dos modelos propostos.....	97
Tabela 7.2 – Médias das discrepâncias calculadas em cada hora do ano, a partir dos resultados da simulação operacional da planta CSP proposta para validação usando o SAM e o programa desenvolvido.....	98
Tabela 7.3 – Discrepâncias entres os resultados anuais da simulação operacional da planta CSP proposta para validação usando o SAM e o programa desenvolvido.	99
Tabela 7.4 – Resultados do dimensionamento e da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.....	101
Tabela 7.5 - Estimativas de área da planta CSP para cada período típico.	102
Tabela 7.6 – Resultados de fluxo de caixa da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.....	104
Tabela 7.7 – Resultados econômicos da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.....	104
Tabela 7.8 – Conjunto de valores de custos unitários fixos e variáveis dos principais componentes do sistema CSP (com exceção do campo solar).	107
Tabela 7.9 – Variação do LCOE em função dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP.	107
Tabela 7.10 – Variação da TIR em função da variação dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP.	107

Tabela 7.11 – Variação do payback em função da variação dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP..... 107

Tabela 7.12 – Resultados de fluxo de caixa da simulação operacional da planta CSP utilizando a combinação com os maiores custos unitários que resultam em viabilidade do empreendimento. 108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPEX. *Capital Expenditure*

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDF. *Cumulative Distribution Function*

CFD. *Computational Fluid Dynamics*

CMO. Custos Marginais de Operação

CSP. *Concentrating Solar Power*

CT. Capacidade térmica

CVU. Custos Variáveis Unitários

DNI. Direct normal irradiation

EA. Energia Armazenada

EPE. Empresa de Pesquisa Energética

GPR. *Gaussian Process Regression*

HCE. Heat Collection Element

HTF. Heat Transfer Fluid

IAM. *Incidence Angle Modifier*

IEA. *International Energy Agency*

LCOE. *Levelized Cost of Electricity*

LPSP. *Loss of Power Supply Probability*

NZE. Net-Zero Emissions

O&M. Operação e Manutenção

OPEX. *Operational Expenditure*

ORC. *Organic Rankine Cycle*

PB. *Power Block*

PCM. Phase Change Materials

PLD. Preço de Liquidação das Diferenças

PPA. Power Purchase Agreement

RSM. Response Surface Methodology

SAM. *System Advisor Model*

SCA. *Solar Collector Assemblies*

SIN. Sistema Interligado Nacional

TES. *Thermal Energy Storage system*

TIR. Taxa interna de retorno

TMA. Taxa Mínima Atrativa

VP. Valor Presente

VPL. Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área
AD	Fator de atendimento à demanda
β	Coefficiente de dilatação térmica
¢	Centavo de dólar americano
°C	Unidade de temperatura em graus Celsius
CDF	Função de distribuição cumulativa
CT	Capacidade térmica
Cp	Calor específico
cust	Custo específico
D	Diâmetro
E	Energia
e	Espessura
ε	Emissividade
FC	Fator de capacidade
FS	Função estatística Finkelshtein-Schafer
F0, F1, F2	Coefficientes do fator modificador de incidência angular (IAM)
f	Fator de pico de potência
GWh	Unidade de energia em Gigawatt hora
Gr	Número de Grashof
g	Aceleração da gravidade
H	Altura do tanque
h	Coefficiente de troca térmica por convecção
I	Irradiância Solar
kW	Unidade de potência em Kilowatts
K	Unidade de temperatura em Kelvin
k	Coefficiente de condutividade térmica
L	Comprimento
l	Altura do nível de fluido
m	Unidade de comprimento em metros
MW	Unidade de potência em Megawatts
MWh	Unidade de energia em Megawatt hora
Nu	Número de Nusselt para cálculo do coeficiente de convecção

η	Eficiência
θ	Ângulo entre a normal dos coletores e a incidência dos raios do sol
P	Potência
Pr	Número de Prandtl
p	Consumo unitário de perdas parasíticas
Q	Calor
R	Resistência térmica
R^2	Coefficiente de determinação de regressão linear
re	Raio externo
ri	Raio interno
SM	Múltiplo solar
s	Entropia específica
T	Temperatura
σ	Constante de Stefan-Boltzmann da radiação emitida por um corpo
TWh	Unidade de energia em Terawatt hora
ν	Viscosidade absoluta
ω	Ângulo de rastreo dos coletores em relação à normal do solo
w	Largura do coletor solar
w_a	Largura iluminada do coletor solar

SUMÁRIO

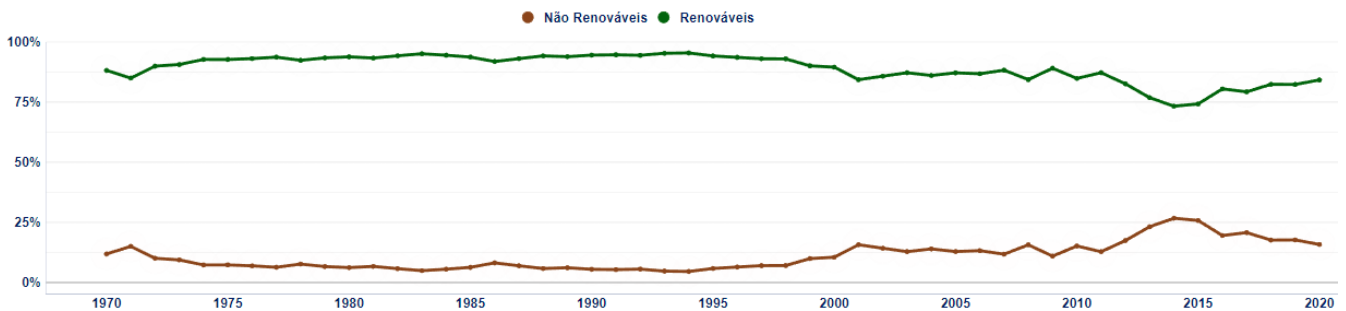
1	INTRODUÇÃO.....	22
1.1	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	26
2	OBJETIVO.....	27
2.1	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	28
3.1	PLANTAS DE ENERGIA SOLAR CONCENTRADA (CSP)	28
3.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO (TES)	30
3.3	BLOCO DE POTÊNCIA – CICLO RANKINE ORGÂNICO.....	32
3.4	MODELOS <i>SURROGATE</i>	34
3.5	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)	37
4	REVISÃO DE LITERATURA.....	42
4.1	DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE ECONÔMICA DE PLANTAS CSP NO MUNDO	42
4.2	PERDAS TÉRMICAS DO TES.....	49
4.3	APLICAÇÕES DE MODELOS <i>SURROGATE</i>	54
4.4	PLANTAS COMERCIAIS E FABRICANTES	57
5	CONFIGURAÇÃO ESCOLHIDA PARA O SISTEMA HELIOTÉRMICO.....	64
5.1	DEMANDA ELÉTRICA.....	64
5.2	CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS LOCAIS.....	67
5.3	O CAMPO SOLAR	68
5.4	O SISTEMA DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO	70
5.4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS TANQUES QUANTO ÀS PERDAS TÉRMICAS	70
5.5	O BLOCO DE POTÊNCIA	72
6	METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA PLANTA ESCOLHIDA	73
6.1	DETERMINAÇÃO DOS PERÍODOS TÍPICOS	74
6.2	MODELAGEM DO CAMPO SOLAR	76

6.3	DIMENSIONAMENTO DO BLOCO DE POTÊNCIA PARA ATENDIMENTO À	
DEMANDA	77	
6.4	DIMENSIONAMENTO DA PLANTA CSP PARA UM DIA TÍPICO	79
6.5	DIMENSIONAMENTO PARA PERÍODOS MAIORES QUE O DIA TÍPICO	83
6.6	DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS <i>SURROGATE</i>	84
6.6.1	PERDA TÉRMICA DO TES.....	84
6.6.2	BLOCO DE POTÊNCIA	93
6.7	SIMULAÇÃO OPERACIONAL E FINANCEIRA DA PLANTA CSP	94
7	RESULTADOS E DISCUSSÃO	97
7.1	VALIDAÇÃO DO MODELO	97
7.2	RESULTADOS OPERACIONAIS DA PLANTA CSP	100
7.3	ANÁLISE ECONÔMICA DA PLANTA CSP.....	103
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA TRABALHOS FUTUROS	109
8.1	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	110
	REFERÊNCIAS.....	111
9	APÊNDICE	120

1 INTRODUÇÃO

A diversificação da matriz elétrica de um país resulta em sistema mais confiável, econômico e sustentável. Construir um sistema capaz de garantir o suprimento de eletricidade, sem interrupções, com base em uma única fonte, se mostra antieconômico à medida que seriam necessários altos investimentos em redundâncias (QUALIDADE DO SUPRIMENTO - ONS, 2022). O sistema elétrico brasileiro, ou Sistema Interligado Nacional (SIN), é planejado de modo a suportar a perda de qualquer unidade geradora sem a perda de continuidade de suprimento, mantendo a qualidade da energia elétrica fornecida (frequência e tensão aceitáveis). Uma característica marcante do SIN é a sua natureza majoritariamente renovável. Historicamente, 87% de toda energia elétrica gerada entre 1970 e 2022 veio de fontes hidráulicas, eólicas, solar, biodiesel e bagaço de cana, conforme ilustrado nas Figura 1.1.

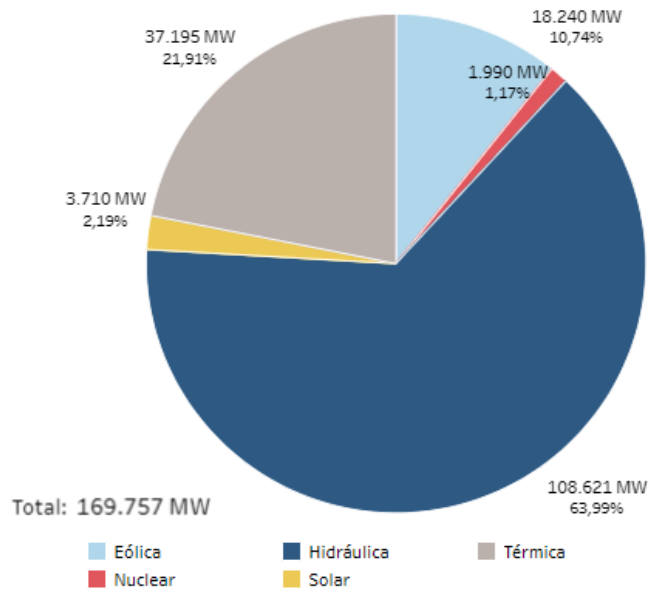
Figura 1.1 - Percentual de tipos de centrais elétricas (serviço público + autoprodução) – categoria renováveis e não renováveis



Fonte: (BEN INTERATIVO - EPE, 2022)

Dada às possíveis variações bruscas na potência elétrica fornecida ao sistema por essas fontes, seja por variações hidrológicas sazonais ou até mesmo condições climáticas locais, as fontes não renováveis do SIN, representadas principalmente pelas termelétricas, são utilizadas para complementar a potência necessária para atendimento da demanda. Entre junho de 2019 e outubro de 2020, o Brasil possuía cerca de 2000 unidades geradoras operacionais, totalizando aproximadamente 170 GW de potência instalada, distribuídos conforme indicado na Figura 1.2 (GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, 2022; HISTÓRICO DA OPERAÇÃO - GERAÇÃO DE ENERGIA - ONS, 2022; O SISTEMA EM NÚMEROS - ONS, 2022). Nesse mesmo período, uma média de 24,8 GW de capacidade termelétrica se mantiveram em regime de disponibilidade (stand-by) em caso de necessidade do sistema.

Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira distribuída por tipo de fonte energética com referência ao PMO 2021.01



Fonte: (O SISTEMA EM NÚMEROS - ONS, 2022)

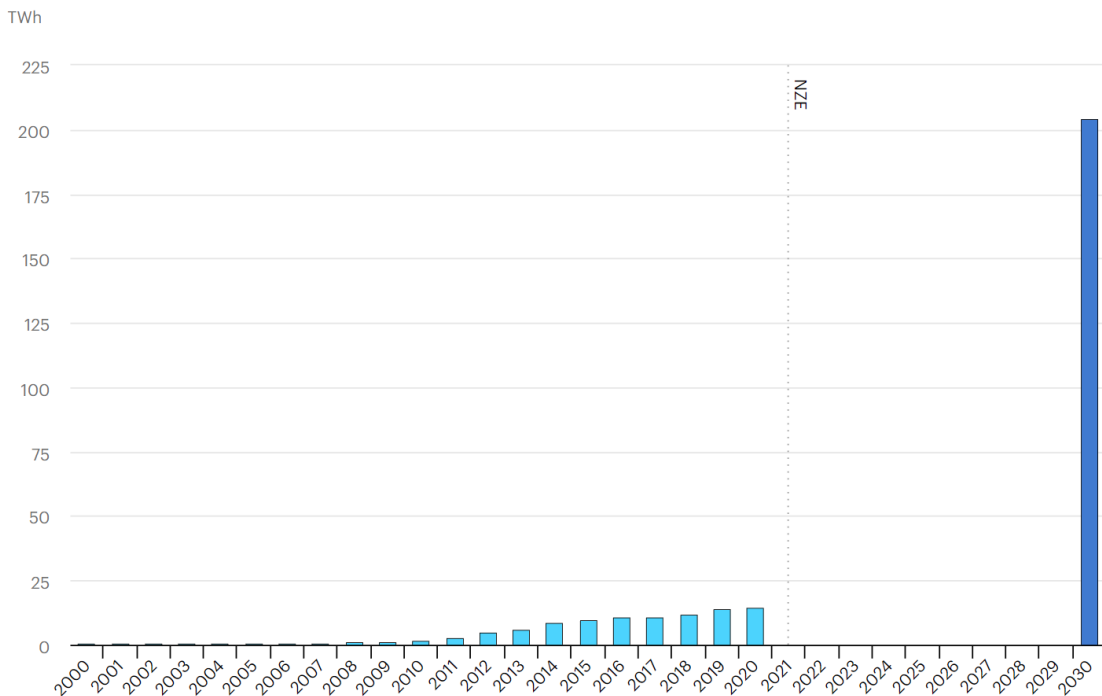
É comum que essas unidades se mantenham disponíveis por meio do consumo de energia elétrica da própria rede de transmissão na qual estão conectadas. O consumo de energia elétrica nessa modalidade é valorado usando o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PLD indica o valor da energia que foi gerada no país fora dos contratos vigentes no mercado regulado (CONCEITOS DE PREÇOS - CCEE, 2022). O consumo elétrico interno de uma usina termelétrica de 300MW aguardando para ser despachada pode representar o segundo maior custo entre os insumos da unidade, logo após o consumo de combustível para geração de vapor para manter os tanques de combustível aquecidos. Suprir essa demanda por meio de fontes renováveis torna o agente gerador mais independente da rede e pode apresentar um retorno financeiro do investimento competitivo, a depender do valor do PLD.

As plantas de concentração de energia solar, também conhecidas como CSP ou *Concentrating Solar Power*, utilizam a radiação solar como fonte de calor para a geração de energia elétrica e possuem maior estabilidade operacional quando comparadas à outras fontes renováveis (IEA, 2010). Por esse motivo, elas podem ser estudadas para o suprimento contínuo de eletricidade. A principal característica que permite tal estabilidade é a capacidade de armazenar energia térmica para utilização posterior. O sistema de armazenamento térmico, também conhecido como TES ou *Thermal Energy Storage system*, dá mais robustez a essas geradoras, que

podem manter a produção durante períodos de redução da radiação solar, assim como durante a noite (IEA, 2010). O dimensionamento adequado do campo solar e do TES é de fundamental importância para a garantia de uma maior autonomia da planta sem aumentar excessivamente o capital requerido para construção (CAPEX).

No mundo, a geração de energia elétrica a partir de plantas CSP avançou 66% abaixo do esperado de 2019 para 2020 (CONCENTRATED SOLAR POWER (CSP) – ANALYSIS - IEA, 2022), considerando a meta de contribuição desta fonte para obtenção de emissões líquidas nulas, *Net-Zero Emissions (NZE)*, até 2050 (NET ZERO EMISSIONS – TOPICS - IEA, 2022). Para atingir essa meta, o IEA reconhece a necessidade de mais incentivo em pesquisa e desenvolvimento na área de CSP. O foco deve ser na redução dos custos e aumento da participação em escala industrial com o acréscimo de 6,7 GW de capacidade instalada a cada ano, totalizando uma energia gerada em 2030 de 204 TWh, conforme ilustrado na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Geração de energia elétrica de plantas CSP no mundo no cenário NZE.

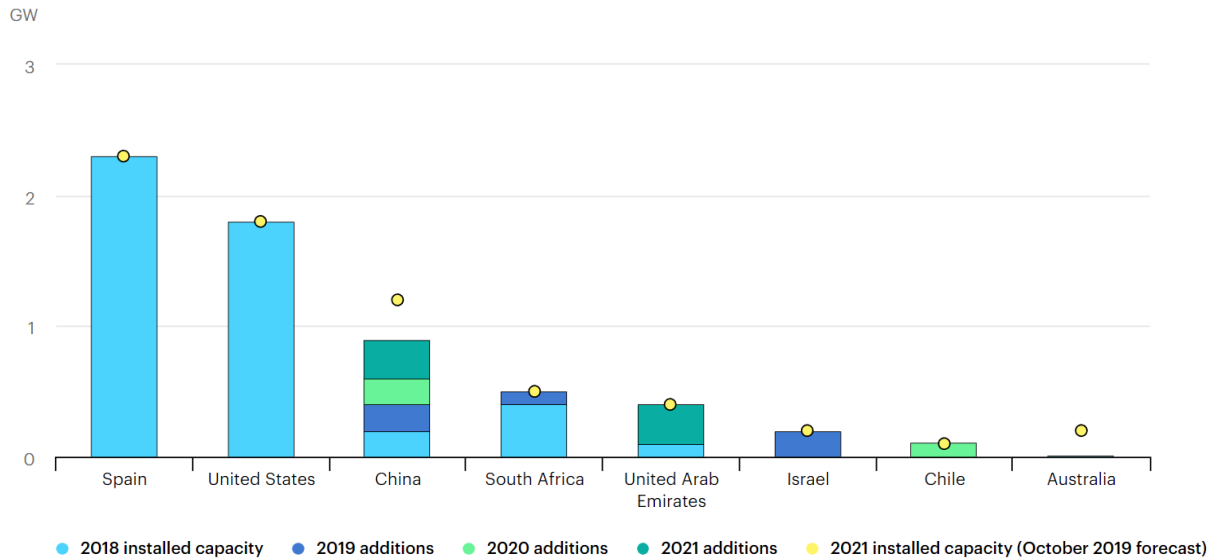


Fonte: (CONCENTRATED SOLAR POWER (CSP) – ANALYSIS - IEA, 2022)

Apesar da maior representatividade da Espanha e EUA desde 2009, a China, África do Sul e os Emirados Árabes Unidos têm sido os principais países a contribuírem com o aumento de potência instalada em plantas CSP de 2018 a 2021 (CSP CAPACITY ADDITIONS IN

SELECTED COUNTRIES, 2018-2021 – CHARTS – DATA & STATISTICS - IEA, 2022), como mostra a Figura 1.4.

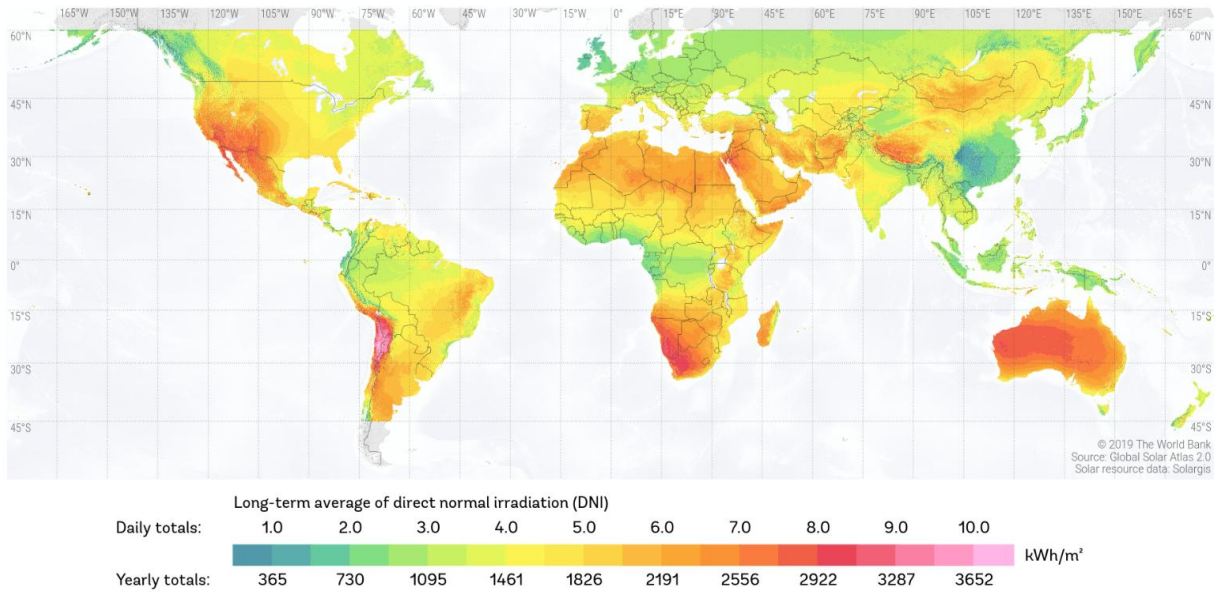
Figura 1.4 – Participações do aumento da capacidade instalada de plantas CSP em países selecionados entre 2018 e 2021.



Fonte: (CSP CAPACITY ADDITIONS IN SELECTED COUNTRIES, 2018-2021 – CHARTS – DATA & STATISTICS - IEA, 2022)

Na Figura 1.5, é possível verificar que as médias de irradiação normal direta anual desses países estão entre 1461 e 2922 kWh/m², enquanto a região com maior média no planeta está ao redor do Chile, chegando à marca dos 3652 kWh/m² anuais. Esses valores representam intensidades médias a elevadas de radiação na escala global, o que justifica o desenvolvimento de plantas CSP comerciais nesses locais, uma vez que há uma relação direta entre o desempenho dessas plantas e a irradiação solar direta. No Brasil, o interior do estado da Bahia possui níveis de irradiação direta que variam entre 1461 e 2556 kWh/m² médios ao ano, do litoral ao interior do estado, respectivamente. Essas médias são comparáveis às das regiões onde estão sendo desenvolvidas a maior parte das plantas CSP comerciais.

Figura 1.5 – Mapa de disponibilidade global média anual de irradiação solar normal direta.



Fonte: (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022)

Nesse contexto, esse trabalho apresenta um estudo de viabilidade técnico-econômica de uma planta CSP dimensionada para suprir a carga necessária em uma termelétrica em regime stand-by, localizada na região da cidade litorânea de Candeias, Bahia.

1.1 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Após a contextualização realizada nessa sessão (capítulo 1), serão detalhados os objetivos específicos do trabalho de pesquisa (capítulo 2), apresentadas as fundamentações teóricas dos principais conceitos utilizados no trabalho (capítulo 3) assim como uma revisão da literatura sobre as aplicações da tecnologia CSP (capítulo 4). A configuração do sistema CSP proposto como objeto de estudo será descrita (capítulo 5) seguida da metodologia proposta para o dimensionamento e para a análise econômica do projeto (capítulo 6). Por fim, serão apresentados os resultados encontrados (capítulo 7) assim como propostas para trabalhos futuros que contemplem aspectos não considerados nesse trabalho (capítulo 8).

2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnico-econômica de uma planta CSP dimensionada para suprir a demanda de eletricidade de uma termelétrica em regime stand-by, localizada na região de Candeias, Bahia.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Escolher e indicar a configuração da planta CSP a ser instalada;
- Desenvolver metodologia para dimensionamento da planta CSP;
- Criar um modelo *surrogate* para estimar as perdas térmicas do sistema de armazenamento (TES) de forma a reduzir o custo computacional dos cálculos;
- Implementar em MATLAB® o modelo *surrogate* do bloco de potência desenvolvido em trabalho anterior do grupo CATE;
- Implementar o modelo global em MATLAB® para simulação operacional da planta CSP de acordo com os dados climáticos locais;
- Realizar um estudo de sensibilidade do LCOE e da TIR em relação aos custos unitários dos principais componentes.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 PLANTAS DE ENERGIA SOLAR CONCENTRADA (CSP)

Cerca de 50% da irradiação que é emitida pelo sol em direção à Terra não é absorvida pela atmosfera e é direcionada à superfície do planeta (solos e oceanos) (TRENBERTH; FASULLO; KIEHL, 2009). Dessa fração, parte é absorvida diretamente pela superfície e parte é refletida de volta para a atmosfera. A porção que é absorvida diretamente é chamada de irradiação normal direta (*direct normal irradiation, DNI*), que caracteriza a componente que pode ser concentrada por meio de espelhos e/ou lentes, enquanto a porção refletida, chamada de irradiação difusa, não. Em dias de céu limpo, a irradiação direta pode representar 80% a 90% de toda energia que chega à superfície, enquanto em dias nublados essa componente pode essencialmente ser nula (IEA, 2010).

As plantas CSP se utilizam de elementos reflexivos para concentrar a energia solar direta em regiões focais, de modo a permitir elevação de temperatura com perda de calor para o meio reduzida. Dessa forma, é possível perceber a forte relação do desempenho de plantas CSP com o DNI local. No caso de plantas CSP composta por calhas parabólicas, a área responsável pela concentração e absorção da radiação é chamada de campo solar, composta por *loops* de conjunto de coletores solares (*SCA - Solar Collector Assemblies*) que direcionam a energia térmica absorvida para o bloco de potência (*Power Block*), conforme ilustrado na Figura 3.1 e na Figura 3.2.

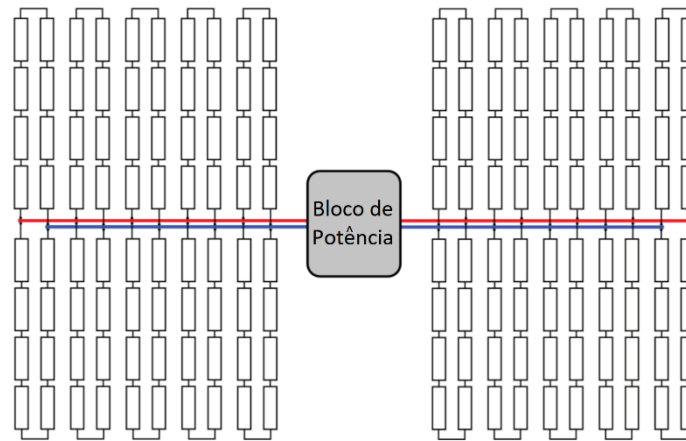
Figura 3.1 – Campo solar de calhas parabólicas da FLABEG FE GmbH instalado em uma planta CSP de 550MW na Arábia Saudita.



Fonte: (ESTELA | FLABEG FE'S ULTIMATE TROUGH WILL BE INTEGRATED IN THE

FIRST COMMERCIAL SOLAR POWER PLANT IN THE KINGDOM OF SAUDI ARABIA, 2022)

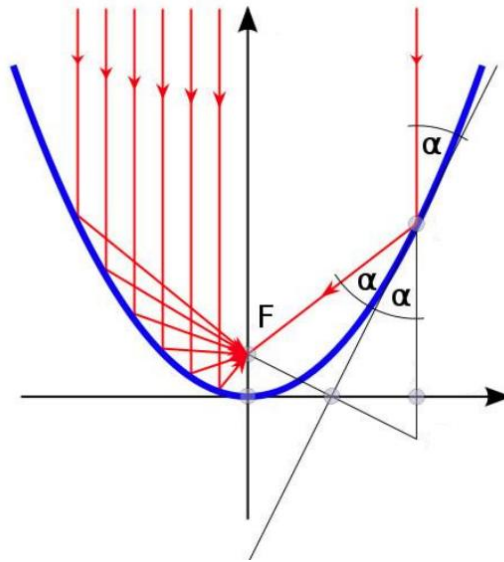
Figura 3.2 – Exemplo de um possível arranjo de campo solar (linhas azuis representam a corrente fria de HTF e linhas vermelhas as correntes quentes).



Fonte: (WAGNER; GILMAN, 2011)

Cada SCA é um componente individual composto pelos espelhos no formato de parábola, estruturas de suporte e os receptores. Os receptores (*HCE - Heat Collection Element*) são tubos metálicos contidos em tubos de vidros selados à vácuo, posicionados no ponto focal dos espelhos, por onde é bombeado o fluido de transferência térmica (*HTF - Heat Transfer Fluid*) (WAGNER; GILMAN, 2011). Como mostra a Figura 3.3, por estarem localizados no ponto focal F , a irradiação direta concentrada é direcionada para o HCE, sendo absorvida pelo HTF (GÜNTHER et al., 2022).

Figura 3.3 – Trajetória da irradiação direta em um espelho parabólico (F é o ponto focal e α o ângulo de incidência na parábola).



Fonte: (GÜNTHER et al., 2022) – Adaptado pelo autor.

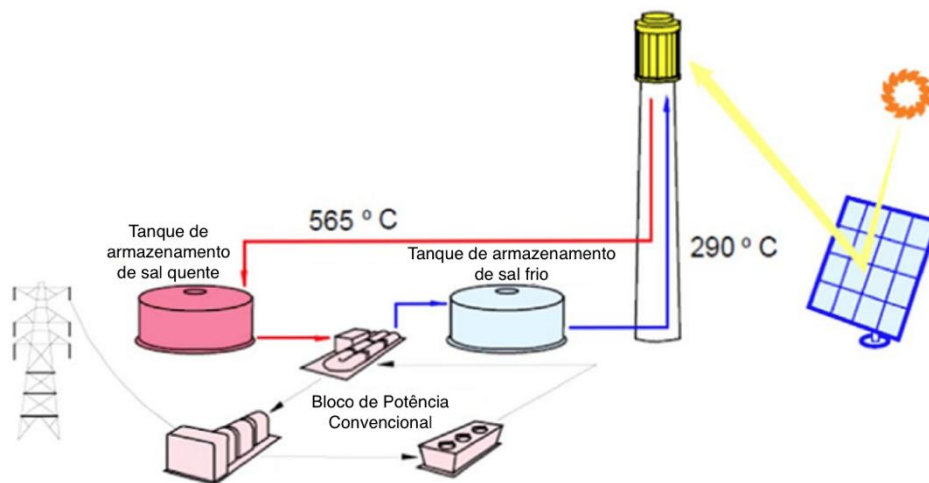
3.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO (TES)

Para garantir a continuidade de geração de energia elétrica na ausência de irradiação direta suficiente, até mesmo durante a noite, as plantas CSP armazenam energia térmica em tanques isolados termicamente. Tais tanques fazem parte do sistema de armazenamento térmico (ou TES - *Thermal Energy Storage system*) que consiste, basicamente, em três partes: o material de armazenamento, os tanques de armazenamento e os equipamentos de transferência (GONZÁLEZ-ROUBAUD; PÉREZ-OSORIO; PRIETO, 2017).

Aspectos econômicos e operacionais definem o melhor arranjo do TES. Os principais arranjos utilizados podem ser caracterizados como sistema de tanque único (*single-tank system*) ou sistema de dois tanques (*two-tank system*). Sistemas de tanque único geralmente armazenam energia em um meio sólido com fluido térmico preenchido ao redor deste. O gradiente de temperatura dentro do tanque permite a utilização do HTF em alta temperatura pela parte superior do tanque e o retorno de HTF em baixa temperatura pela parte inferior. Dessa forma, o TES é composto por somente um tanque, o que diminui o custo de instalação. No caso de sistemas com dois tanques, a troca térmica é realizada por meio da transferência de fluido entre tanques, de modo que um tanque armazena HTF em temperatura mais alta para ser utilização posterior

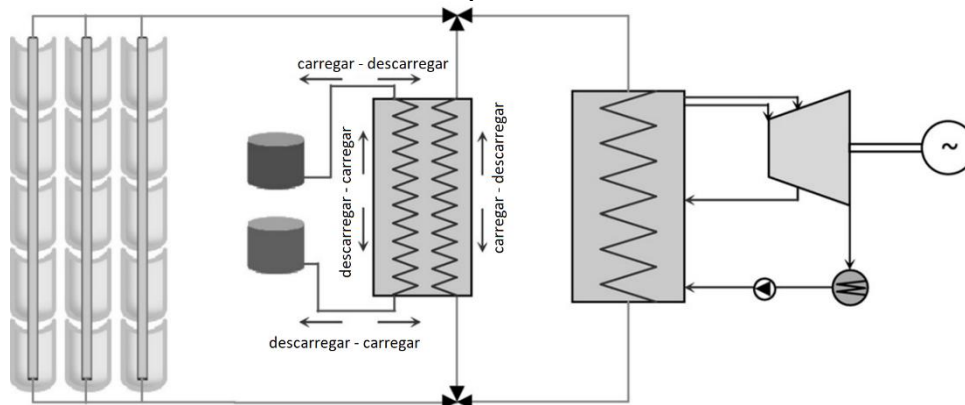
(tanque quente) e outro armazena o HTF proveniente do bloco de potência em uma temperatura mais baixa (tanque frio). Alternativamente, o arranjo pode ser configurado como um sistema direto, no qual o HTF usado no campo solar é também usado como fluido de armazenamento térmico, conforme ilustrado na Figura 3.4; ou como sistema indireto, no qual são utilizados fluidos térmicos diferentes do fluido de trabalho do campo solar. O sistema indireto é utilizado em casos em que o HTF é considerado caro ou não apropriado para o armazenamento (KURAVI et al., 2013). A Figura 3.5 ilustra o arranjo típico de um sistema indireto.

Figura 3.4 – Exemplo de sistema de armazenamento térmico direto para uma planta CSP de torre central.



Fonte: (GONZÁLEZ-ROUBAUD; PÉREZ-OSORIO; PRIETO, 2017).

Figura 3.5 – Exemplo de sistema de armazenamento térmico indireto para uma planta CSP de calhas parabólicas.



Fonte: (ROVIRA et al., 2011).

O TES é dimensionado de acordo com a quantidade de energia térmica necessária para que a planta mantenha a autonomia esperada até o próximo período de disponibilidade solar

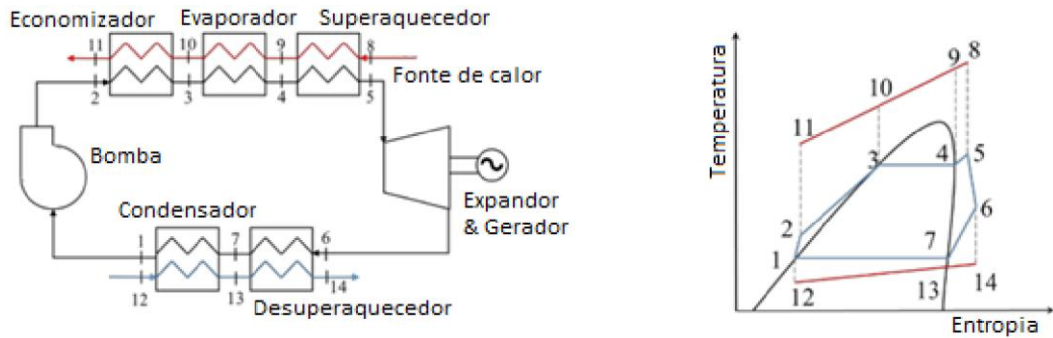
(DINÇER; ROSEN, 2011). Para isso, os tanques precisam ter volume adequado, que resultem na capacidade térmica (CT) demandada, dada a capacidade calorífica do fluido armazenado. Adicionalmente, é fundamental que as perdas térmicas sejam mínimas, de modo a maximizar a autonomia (KURAVI et al., 2013) da planta. Plantas CSP comerciais como a *SolarTwo* possuem sistemas TES que podem chegar a uma eficiência térmica de armazenamento de 99% em base anual (PACHECO, JAMES E. BRADSHAW et al., 2002).

3.3 BLOCO DE POTÊNCIA – CICLO RANKINE ORGÂNICO

A partir do fornecimento de calor pelo campo solar e pelo TES, a maioria das plantas CSP comerciais utilizam blocos de potência baseados no ciclo Rankine (MEHOS et al., 2020). Contudo, para projetos que utilizam fluidos térmicos com baixa temperatura operacional e baixa potência em gerações não contínuas (geralmente menores que 20 MW), os ciclos convencionais não se apresentam competitivos. Os ciclos Rankine orgânicos (ORCs) possuem o princípio de funcionamento análogo aos ciclos Rankine. Contudo, têm sido utilizados em sistemas que operam com fontes térmicas a temperaturas menores que 350°C, inclusive rejeitos térmicos, dada a melhor adequação das curvas dos fluidos orgânicos no diagrama T-s a essas fontes quentes para geração de energia elétrica em expansores (C. M. INVERNIZZI, 2013).

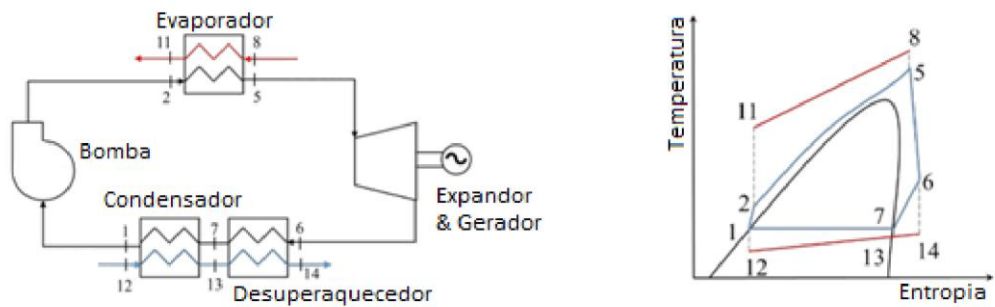
Os ORCs podem ser classificados quanto à pressão de entrada no expensor e quanto a configurações de reaproveitamento de calor. Os ciclos com pressões na entrada do expensor menor que a pressão crítica do fluido de trabalho são chamados de subcríticos, para pressões de trabalho acima da pressão crítica do fluido, denomina-se ORC supercrítico (YAĞLI et al., 2016). Adicionalmente, os ORCs podem ter a configuração básica, sem recuperação de calor ou com recuperação de calor. Dessa forma, as classificações se resumem em: (i) ORC básico ou subcrítico, (ii) ORC supercrítico sem recuperação de calor, (iii) ORC subcrítico com recuperação de calor e (iv) ORC supercrítico com recuperação de calor; conforme ilustrado na Figura 3.6, Figura 3.7, Figura 3.8 e Figura 3.9.

Figura 3.6 – Diagrama do ciclo ORC básico e respectivo diagrama T-s.



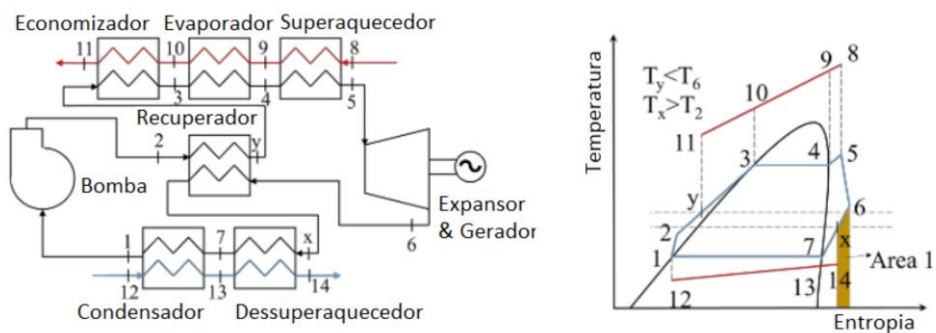
Fonte: (JÚNIOR et al., 2020)

Figura 3.7 – Diagrama do ciclo ORC supercrítico sem recuperador e respectivo diagrama T-s.



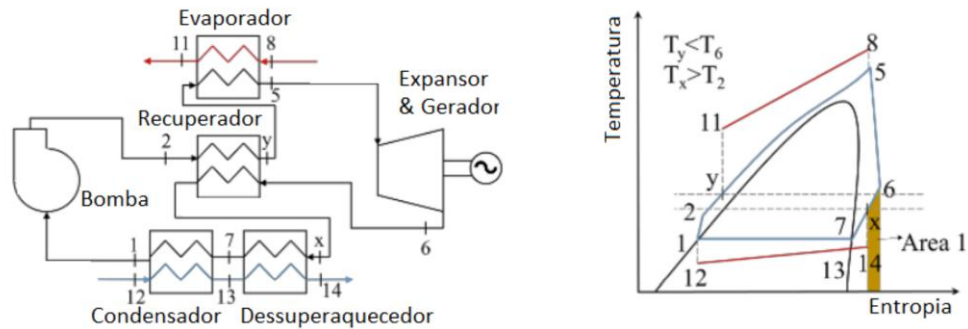
Fonte: (JÚNIOR et al., 2020)

Figura 3.8 – Diagrama do ciclo ORC subcrítico com recuperador e respectivo diagrama T-s.



Fonte: (JÚNIOR et al., 2020)

Figura 3.9 – Diagrama do ciclo ORC supercrítico com recuperador e respectivo diagrama T-s.



Fonte: (JÚNIOR et al., 2020)

No caso dos sistemas com recuperação de calor, é necessário que o fluido na saída do expansor esteja na condição de vapor superaquecido e que sua temperatura seja maior que a temperatura do fluido na saída da bomba. O dimensionamento do recuperador é que definirá os valores de x e y nos diagramas T-s.

A melhor opção de ORC como bloco de potência estará associada à otimização de parâmetros operacionais e custo específico, em função dos dados de entrada e das configurações consideradas.

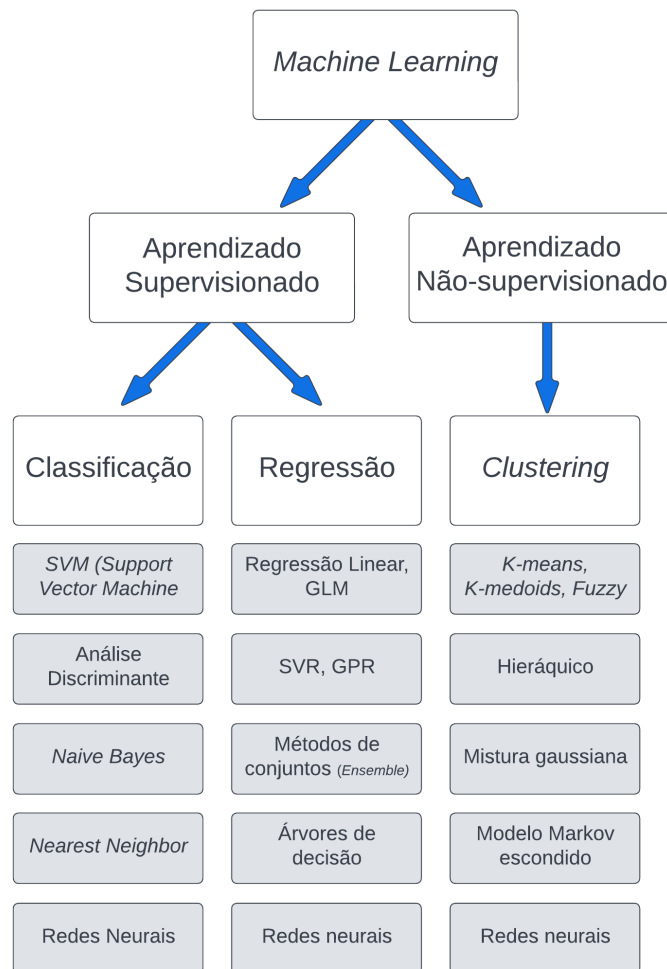
3.4 MODELOS *SURROGATE*

Desenvolvimento de modelos determinísticos aplicados a problemas de engenharia podem ser custosos em termos materiais, nos casos em que são realizados experimentos reais, e/ou computacionais. Com isso, há mais de três décadas, a simplificação de problemas através do uso de modelos *surrogate* tem se tornado cada vez mais comum na academia e na indústria (BHOSEKAR; IERAPETRITOU, 2018). Tais modelos permitem transformar longas rotinas computacionais em modelos “caixa-preta”, a partir dos quais os resultados são preditos a partir de dados de entrada. Esse tipo de solução é adotado em problemas de otimização, previsão de fenômenos naturais e até mesmo em classificações qualitativas.

Existem atualmente diversas ferramentas capazes de criar modelos *surrogate*. Algoritmos de *Machine Learning* (“aprendizado de máquina”) usam métodos computacionais para

treinar modelos a realizarem previsões diretamente dos dados de entrada sem usar modelos e/ou equações prévias (THE MATHWORKS INC., 2021). Essencialmente existem dois tipos de técnicas para treinamento desses modelos: (i) o aprendizado supervisionado, na qual o modelo preditivo é criado com base em conjunto de dados de entrada (*inputs*) associados a dados de saída (*outputs*); e (ii) aprendizado não-supervisionado, técnica na qual o modelo é treinado para encontrar padrões intrínsecos aos dados fornecidos, sem a necessidade de rotular *inputs* e *outputs*. Outras derivações de técnicas de treinamento como semi-supervisionado e aprendizado por reforço (*reinforcement learning*) podem ser consideradas quando existe uma quantidade limitada de dados rotulados como *inputs/outputs* ou quando existe a possibilidade de treinar o modelo com base na tentativa e erro, respectivamente (MALEKI et al., 2020). Algumas das principais ferramentas de *Machine Learning* podem ser vistas na Figura 3.10.

Figura 3.10 – Grupos de ferramentas de *Machine Learning* baseados nas técnicas de aprendizado.



Fonte: (THE MATHWORKS INC., 2021) – Adaptado pelo autor.

Para todas essas ferramentas, existem 7 etapas fundamentais no fluxo de trabalho de algoritmos de *Machine Learning*, conforme ilustrado na Figura 3.11. São elas: (i) aquisição dos dados, (ii) análise dos dados, (iii) limpeza dos dados, (iv) escolha da ferramenta, (v) treinamento e validação do modelo, (vi) teste do modelo e (vii) predição de resultados.

A etapa de aquisição de dados representa a essência do desenvolvimento do modelo *surrogate*, nela é necessário garantir que os dados coletados realmente representem o fenômeno a ser predito. Inserção de informações errôneas e/ou fora do intervalo que se quer trabalhar pode comprometer todas as etapas seguintes e, conseqüentemente, o resultado. A segunda etapa garante uma inserção dos dados satisfatória estatisticamente, de acordo com o esperado para o fenômeno a ser modelado. O objetivo é avaliar se o comportamento entre variáveis está aceitável e se há a presença de *outliers*¹ para que, na terceira etapa, os ajustes necessários sejam feitos.

Figura 3.11 – Fluxo de trabalho de desenvolvimento de um modelo de *Machine Learning*.



Fonte: (MALEKI et al., 2020) – Adaptado pelo autor.

Uma vez tratados os dados para treinamento do modelo, é necessário escolher a ferramenta adequada para a finalidade da predição: classificação, regressão ou identificação de padrões intrínsecos (*clustering*). A escolha e teste das diferentes ferramentas, dentro da técnica de aprendizado adequada ao problema, é a quarta etapa necessária para obtenção dos melhores resultados de predição, uma vez que não há a certeza prévia de qual algoritmo terá a melhor aderência do modelo. Uma das funções dos algoritmos é a redução da dimensionalidade dos *inputs*, de modo a transformar os pontos com maior número de dimensões para dimensões menores, preservando as características das informações mais relevantes para o modelo (MALEKI

¹ Termo usado na estatística para os valores atípicos dentro de um conjunto de observações; pontos “fora da curva”.

et al., 2020). Essa etapa é parcialmente baseada em tentativa e erro, pois não há opção que melhor adeque todos os dados de entrada sempre (THE MATHWORKS INC., 2021).

Uma vez definido o algoritmo de aprendizagem, o conjunto de dados disponíveis é dividido em subconjuntos destinados ao treinamento do modelo, validação e teste. Durante o treinamento, os hiperparâmetros² são refinados por meio dos dados separados para validação das predições. A etapa de treinamento é finalizada após a definição de hiperparâmetros que resultem em predições com menores resíduos quando comparadas na validação. Finalizada a etapa de treinamento e validação, a sexta etapa avalia o desempenho do modelo com os dados destinados ao teste, indicando assim a acurácia e precisão final do *surrogate*. Por fim, o modelo está pronto para predições adicionais fora do conjunto de dados fornecido inicialmente.

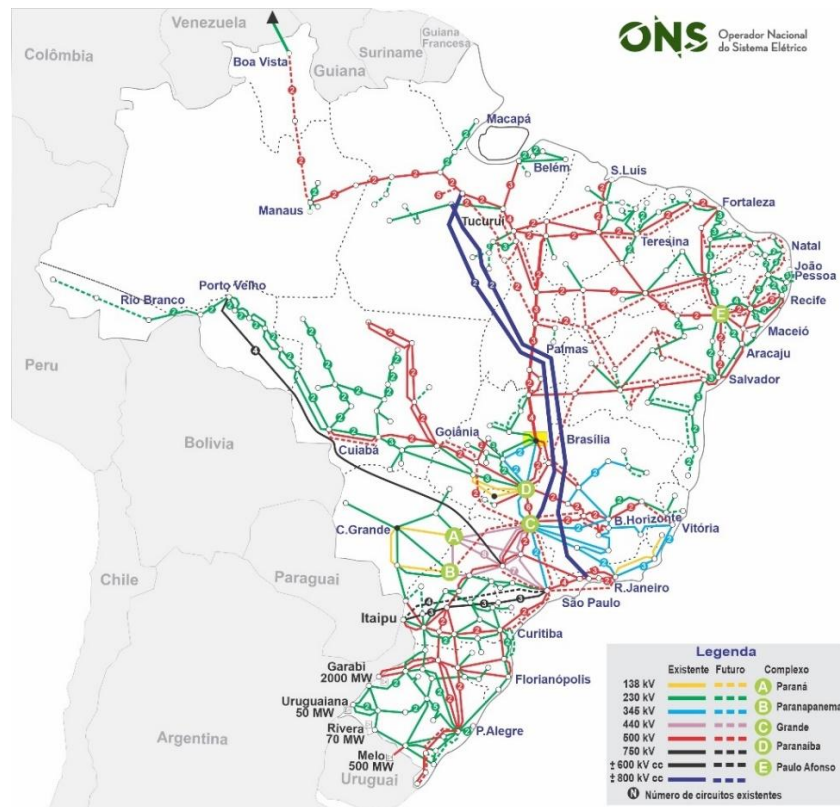
3.5 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)

O sistema elétrico brasileiro é considerado como um sistema hidro-termo-eólico de grande porte (O QUE É O SIN - ONS, 2022). Conforme ilustrado na Figura 3.12, as redes de produção e transmissão de energia são interligadas em toda a extensão territorial do país³ e por isso esse sistema também é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é dividido em quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

² Nomenclatura usada para definir os parâmetros que controlam como o algoritmo de aprendizagem irá definir os parâmetros do modelo durante a fase de treinamento.

³ Com exceção de algumas localidades nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá, Pará, Pernambuco (ilha de Fernando de Noronha) e Mato Grosso (SISTEMAS ISOLADOS, 2022).

Figura 3.12 – Mapa do sistema de transmissão no horizonte de 2024.



Fonte: (MAPAS - ONS, 2022)

A interligação desses subsistemas viabiliza a transferência de potência elétrica entre regiões com diferentes fontes energéticas com diferentes sazonalidades, o que permite otimização em termos econômicos e de segurança elétrica na gestão dos recursos do país. Dada a maior representatividade das unidades hidrelétricas na matriz elétrica, a gestão dos reservatórios de água é uma das principais variáveis dessa otimização. Nas condições de baixa nos reservatórios, as termelétricas, que geralmente estão localizadas próximas das grandes cargas do país, são um sistema de reserva (*backup*) de suprimento de energia para garantir a estabilidade do SIN. As unidades eólicas têm aumentado significativamente sua representatividade, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, aliviando a demanda das principais fontes. Contudo, a sazonalidade dos períodos chuvosos, e consequentemente o perfil de intensidade dos ventos, afeta negativamente o fator de capacidade dessas plantas.

No SIN, a contratação de potência ou energia elétrica para atendimento da demanda nacional é realizada por todas as distribuidoras através do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) (LEILÕES - CCEE, 2022). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

(CCEE), por sua vez, é responsável por contabilizar toda energia gerada no país, assim como toda a energia consumida, para realizar o balanço de pagamentos aos agentes geradores pelos distribuidores. Com isso, toda energia elétrica produzida que não foi prevista em contratos pelos agentes do mercado precisa ser valorada para liquidar as diferenças nesse balanço. A valoração dessa energia é chamada de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CONCEITOS DE PREÇOS - CCEE, 2022).

O cálculo do PLD está atrelado aos Custos Marginais de Operação (CMO), que indica o custo da energia para atender a demanda de cada subsistema de acordo com as fontes que estão sendo utilizadas (ENTENDA O DESCOLAMENTO ENTRE PLD E CMO - CPFL SOLUÇÕES, 2022). O Operador Nacional do Sistema (ONS) realiza a gestão da operação de todas as fontes nos subsistemas com objetivo de manter o equilíbrio entre a necessidade de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas e a redução dos custos operacionais, definindo o CMO. A CCEE, por sua vez, tendo como base o CMO, utiliza resultados dos modelos computacionais, chamados de NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que levam em consideração os seguintes fatores para o cálculo do PLD: (i) condições hidrológicas do subsistema, (ii) preços de combustível, (iii) disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, (iv) expectativa de geração de usinas não despachada centralizadamente, (v) demanda de energia, (vi) custo de déficit e (vii) entrada de novos projetos (CONCEITOS DE PREÇOS - CCEE, 2022). Cada modelo simula e procura a melhor configuração de operação das unidades geradores de modo a minimizar os custos na base mensal, semanal e diária, respectivamente, conforme indicado na Figura 3.13. As restrições elétricas internas que não impactam a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas não são consideradas para o cálculo do PLD, o que torna o preço único dentro dessas regiões. É possível afirmar que os valores do PLD estão relacionados com as expectativas futuras do custo da energia.

Figura 3.13 – Fluxograma da interação dos modelos computacionais usados para otimização da operação do SIN e para o cálculo do PLD.

FLUXOGRAMA



Fonte: (CONCEITOS DE PREÇOS - CCEE, 2022)

Os valores do PLD possuem limites mínimos e máximos conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 858/19, válida desde 2020. O PLD mínimo é o maior valor entre as tarifas destinadas à cobertura de custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, incluindo a UHE Itaipú (TARIFAS DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO, DE SERVIÇOS ANCILARES E PLD SÃO FIXADOS PARA 2022 — PORTUGUÊS (BRASIL), 2022). Já o PLD máximo é estabelecido como margem do chamado PLD máximo estrutural e o PLD limite horário máximo. O primeiro corresponde a uma margem de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal⁴ das usinas hidrelétricas, conforme Anexo da Resolução Normativa ANEEL nº 858/19. O PLD limite horário máximo é a média ponderada pela potência instalada dos Custos Variáveis Unitários (CVU) das termelétricas a óleo diesel. Os limites do PLD são atualizados anualmente, conforme mostrado na Tabela 3.1.

⁴ É a renda obtida pelas hidrelétricas, abatendo os custos de operação e manutenção e tributos.

Tabela 3.1 – Limite dos valores de PLD desde 2017.

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário* (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-
2018	40,16	505,18	-
2019	42,35	513,89	-
2020	39,68	559,75	1.148,36
2021	49,77	583,88	1.197,87
2022	55,70	646,58	1.326,50

Fonte: (CONCEITOS DE PREÇOS - CCEE, 2022)

4 REVISÃO DE LITERATURA

As plantas CSP vêm se tornando promissoras em um mundo que necessita de cada vez mais de energia limpa, uma vez que podem se utilizar exclusivamente da energia solar como fonte quente em um ciclo de geração de energia elétrica. Contudo, a irradiação solar direta que incide na superfície da terra possui uma densidade energética menor do que a de fontes energéticas como combustíveis fósseis, o que resulta em uma maior área de captação solar e instalações industriais para produção de potência elétrica. Somado a isso, as tecnologias CSP ainda estão em uma fase de inserção no mercado internacional, com custos relativamente altos e baixos graus de incentivos à investimentos. Fica evidente a necessidade de pesquisas voltadas para o desenvolvimento dessas tecnologias de modo a viabilizá-las como soluções industriais.

4.1 DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE ECONÔMICA DE PLANTAS CSP NO MUNDO

O dimensionamento de plantas CSP se baseia em dois principais fatores: (i) a área de captação de radiação solar e (ii) a capacidade de armazenamento de energia térmica. Eles são diretamente impactados pela intensidade de irradiação solar direta disponível do local onde a planta será instalada, determinando a potência elétrica a ser gerada e o fator de capacidade⁵.

Tian et al. (TIAN; ZHAO, 2013) realiza uma revisão das configurações mais comuns para os campos solares e os sistemas de armazenamento térmico. Dentre os tipos de coletores solares avaliados, o artigo classifica esses componentes em basicamente dois tipos: não-concentradores e concentradores. Na categoria de não-concentradores é avaliado que as placas planas híbridas térmico-fotovoltaica apresentam desempenhos médios superiores devido a capacidade de converter energia solar em energia elétrica diretamente, aproveitando o rejeito de calor dos componentes. Na categoria dos coletores concentradores, as três principais tecnologias discutidas são: heliostatos com torre central, disco parabólico e calhas parabólicas. Apesar das vantagens em alcançar temperaturas mais elevadas nas duas primeiras, a última se destaca pelas

⁵ Razão entre a produção efetiva da unidade em um ano e a capacidade total máxima de produção no mesmo período.

vantagens de viabilizar diferentes escalas de planta térmica e pela facilidade em rastrear o sol utilizando rastreadores com somente um grau de liberdade.

Posteriormente, são abordados os diferentes tipos de sistemas de armazenamento térmico existentes em termos de critérios de projeto, seleção de materiais e diferentes tecnologias de transferência de calor, conforme indicado na Tabela 4.1 e Tabela 4.2. Apesar de serem as opções mais comuns no mercado atualmente, os sais fundidos e óleos térmicos não são as únicas opções de meio de armazenamento térmico. Existe também a possibilidade de utilização de materiais sólidos, onde o armazenamento térmico ocorre pela variação da temperatura. Essas opções são classificadas como materiais de armazenamento por calor sensível. A principal vantagem desses materiais é o baixo custo relativo que varia de 0.05 US\$/kg a 5.00 US\$/kg (2013).

Materiais que passam por mudança de fases durante os processos de carregamento e descarregamento térmico (*PCM, phase change materials*) são classificados como materiais de armazenamento térmico por calor latente. Eles conseguem armazenar e liberar grandes quantidades de calor durante as mudanças de fase. Esses materiais trabalham praticamente em uma condição isotérmica, o que faz com que eles sejam aplicáveis em situações com restrições relacionadas à variação de temperatura. A maior desvantagem dos materiais de armazenamento por calor latente são as baixas condutividades térmicas destes, o que requer tecnologias específicas para aprimorar a transferência de calor.

Por fim, os materiais que liberam e absorvem calor através de reações químicas são classificados como materiais de armazenamento térmico por calor químico. Nesses casos, o calor é liberado/absorvido por meio da quebra/formação de ligações químicas durante reações exotérmicas/endotérmicas. Esses materiais podem ser orgânicos ou inorgânicos, desde que possuam reações químicas reversíveis. As entalpias de formação podem ser consideravelmente maiores que as entalpias de mudança de fase.

Tabela 4.1 – Critérios de projeto para sistemas de armazenamento de energia solar.

Critério	Fatores influenciadores
Critérios técnicos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta capacidade de armazenamento de energia térmica (o mais importante) 2. Taxa de transferência de calor eficiente entre o HTF e o material de armazenamento 3. Boa estabilidade mecânica e química do material de 4. Compatibilidade entre o HTF, trocador de calor e/ou material de armazenamento 5. Reversibilidade completa para um grande número de ciclos de carregamento e descarregamento 6. Baixo nível de perdas térmicas e facilidade de controle
Critérios de custo-benefícios	<ol style="list-style-type: none"> 1. O custo dos materiais de armazenamento de energia térmica 2. O custo do trocador de calor 3. O custo do espaço para o armazenamento de energia térmica
Critérios ambientais	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estratégia de operação 2. Carga máxima 3. Temperatura nominal e queda de entalpia específica em 4. Integração com a planta de potência

Fonte: (TIAN; ZHAO, 2013)

Tabela 4.2 – Dados técnicos dos sais fundidos e óleos térmicos utilizados em sistemas de armazenamento térmico.

Material de armazenamento	Temperatura de trabalho (°C)	Densidade (kg/m ³)	Condutividade térmica (W/(m K))	Calor específico (kJ/(kg °C))	Calor específico (kWh/(m ³ °C))	Custos por kg (US\$/kg)	Custos por kWh (US\$/kWh)
Sal solar Hitec®	220-600	1899	n.a.	1,5	0,79	0,93	10,7
Sal solar HitecXL®	120-500	1992	0,52	1,4	0,77	1,19	13,1
Óleo mineral	200-300	770	0,12	2,6	0,56	0,30	4,2
Óleo sintético	250-350	900	0,11	2,3	0,58	3,00	43,0
Óleo silicone	300-400	900	0,10	2,1	0,53	5,00	80,0
Sais de nitrito	250-450	1825	0,57	1,5	0,76	1,00	12,0
Sódio líquido	270-530	850	71,0	1,3	0,31	2,00	21,0
Sais de nitrato	265-565	1870	0,52	1,6	0,83	0,50	3,7
Sais de carbonato	450-850	2100	2,0	1,8	1,05	2,40	11,0

n.a.: Não disponível (*not available*)

Fonte: (TIAN; ZHAO, 2013)

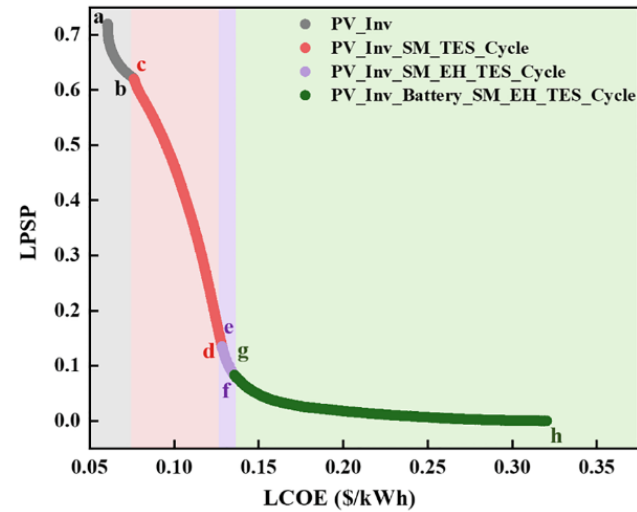
Contudo, esse tipo de armazenamento térmico possui problemas práticos relacionados à complexidade dos reatores, reversibilidade a longo prazo e estabilidade química.

Na linha de explorar a combinação de tecnologias solares, Liu et al. (LIU et al., 2022) propõe a avaliação de uma planta heliotérmica de torre central combinada a uma planta fotovoltaica, inversores de frequência, aquecedores elétricos e baterias. Os critérios de avaliação são baseados no custo nivelado de energia (LCOE) e na probabilidade de perda de energia (LPSP), tendo como variáveis de decisão as capacidades de cada componente. Assim, a análise de viabilidade é realizada para os cenários econômicos atuais e otimizados, alcançados por meio da combinação ótima das capacidades por meio da otimização multiobjetivo.

Os desempenhos dos componentes da planta híbrida (fotovoltaica/solar térmica) são obtidos a partir das equações de eficiência das placas fotovoltaica, dos inversores de frequência e dos heliostatos, além dos balanços mássicos e de energia. São considerados os dados climáticos de Delingha (37,4 N 97,4 E), Qinghai, China, cujo DNI anual total atingido em 2014 foi de 2185 kWh/m² e utilizado o algoritmo NSGA-II (*Non-dominated Sorting Aenetic Algorithm*) para obtenção dos diversos cenários otimizados para uma carga fixa de 100 MWe.

Os resultados das combinações podem ser vistos na Figura 4.1, que ilustra o resultado dos cenários otimizados representados pelos pontos de “a” à “h”, em conjunto com a Tabela 4.3. Dentre as variações dos cenários, as quatro combinações de plantas são consideradas: (i) fotovoltaica simples (PV_inv), (ii) fotovoltaica combinada com planta CSP e TES (PV_inv_SM_TES_Cycle), (iii) fotovoltaica com planta CSP e TES com aquecimento elétrico (PV_inc_SM_EH_TES_Cycle) e (iv) fotovoltaica com baterias e planta CSP com TES com aquecimento elétrico. Os autores chegam à conclusão de que uma usina de energia solar com concentradores solares integrados é um método eficaz de aumentar a confiabilidade da geração, embora o custo da tecnologia fotovoltaica seja mais competitivo atualmente. Em cenários de redução de custos, as vantagens da bateria gradualmente se tornam aparentes, por exemplo, uma planta fotovoltaica com uma bateria tem maior competitividade do que uma com armazenamento térmico.

Figura 4.1 – Fronteira de Pareto dos cenários otimizados de combinação de plantas solares (PV-CSP).



Fonte: (LIU et al., 2022)

Tabela 4.3 – Pontos de otimização para cada cenário de combinação de plantas solares (PV-CSP).

Ponto	PV (MW)	Inversores (MW)	Bateria (MWh)	Aquecimento elétrico (MW)	SM	TES (h)	Ciclo de potência (MW)	LCOE (USD/kWh)	LPSP
a	174,803	99,292	0	0	0	0	0	0,061	0,72
b	347,568	100,637	0	0	0	0	0	0,076	0,622
c	238,247	100,121	0	0	2,166	14,205	10,08	0,076	0,62
d	274,955	100,087	0	0	2,177	19,12	99,757	0,128	0,137
e	287,986	114,608	0	14,885	2,129	19,044	99,174	0,128	0,135
f	326,322	123,195	0	27,54	2,356	23,921	99,912	0,135	0,084
g	322,943	124,708	10,362	26,274	2,346	23,893	100,005	0,136	0,083
h	600	209,946	600	126,84	1,305	23,998	299,921	0,320	0,000

Fonte: (LIU et al., 2022)

Seguindo a mesma linha de otimização de configuração de tecnologia solar, El Hamdani et al. (EL HAMDANI et al., 2021) se aprofunda em cinco parâmetros de projeto de plantas heliotérmicas que impactam no custo nivelado de energia. São avaliadas as seguintes variáveis: (i) número do múltiplo solar, (ii) irradiação solar direta, (iii) eficiência do ciclo, (iv) eficiência dos coletores solares e (v) a eficiência dos absorvedores, de modo a minimizar o LCOE para uma planta de 1 MW de potência instalada em cidades no Marrocos.

O trabalho utiliza como banco de dados de entrada os resultados simulados pelo modelo de simulação de plantas com coletores do tipo calhas parabólicas do programa SAM, desenvolvido pelo NREL. A partir desses dados, as redes neurais artificiais e a metodologia de superfície de resposta (*RSM - Response Surface Methodology*) são usadas para predição do LCOE em função desses cinco parâmetros. Um LCOE de 8,74 ¢/kWh é obtido para a cidade de Tata com um DNI total médio de 2588 kWh/m² ao ano, acoplando o modelo de redes neurais artificiais à função objetivo. O ponto ideal de projeto da planta é 1,94 para o múltiplo solar, 20,88% para a eficiência do ciclo, 86,73% para a eficiência do espelho e 85,37% para a eficiência do absorvedor.

Aly et al. (ALY et al., 2019) avaliou que há uma notável escassez de informações relacionadas à energia solar na África Subsaariana, especialmente sobre a tecnologia de energia solar concentrada. Por isso, realizou um estudo de viabilidade da tecnologia considerando alguns cenários de subsídios na região da Tanzânia. Este estudo investigou a viabilidade técnico-econômica das tecnologias de calha parabólica e torre solar central usando os modelos do SAM.

Sob taxa de juros de empréstimos de 7%, o LCOE para as usinas de torre solar central modeladas varia de 11,6 a 12,5 ¢/kWh enquanto para as usinas de calha parabólicas modeladas varia de 13,0 a 14,4 ¢/kWh. O LCOE aumenta significativamente de 14,4 ¢/kWh, a uma taxa de juros de empréstimo de 7% a.a., para 25,9 ¢/kWh, a uma taxa de juros de empréstimo de 18% a.a. O estudo conclui que a viabilidade das tecnologias de energia solar concentrada na Tanzânia depende fortemente das condições de financiamento. Mecanismos de política para reduzir o risco do investimento desses projetos através do acesso a taxas de juros mais baixas de empréstimos são necessárias para garantir a competitividade dos empreendimentos no país.

Analogamente, Tahir et al. (TAHIR et al., 2021) analisa a situação atual e as perspectivas futuras de produção de energia de usinas de energia solar concentrada no Paquistão. A avaliação dos recursos necessários, avaliação da viabilidade técnico-econômica, análise da estrutura política existente e potenciais barreiras na adoção das tecnologias térmicas solares concentradas nessa região são apresentadas. Seis locais potenciais para instalação dessas usinas são selecionados com base na avaliação de recursos solares, disponibilidade de terra e infraestrutura viável, sendo eles as cidades de: Quetta, Pishin, Gotki, Nawabshah, Rahim yar khan e Bahaawalpur. Um estudo de caso de uma usina solar térmica com coletores parabólicos com potência instalada de 100 MW é simulado para esses locais potenciais usando o software SAM.

A otimização do tamanho do campo solar e do armazenamento de energia térmica é realizada para obter o menor LCOE para cada local estudado. Isso é realizado variando incrementalmente os valores do Solar Múltiplo e capacidade térmica do TES até ser observado o menor valor de LCOE. Os desempenhos das plantas otimizadas são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Energia gerada anual e fator de capacidade da planta CSP de 100 MW proposta nas cidades potenciais no Paquistão.

Cidades	Quetta	Pishin	Gotki	Nawabshah	Rahim yar khan	Bahawalpur
Energia Anual (GWh)	277	294	140	168	134	125
Fator de Capacidade (%)	31,7	33,6	16,1	19,3	15,4	14,3

Fonte: (TAHIR et al., 2021)

Os resultados indicaram que o LCOE sob a configuração otimizada da central solar térmica com calhas parabólicas em Pishin e Quetta pode ser minimizado para 14,7 ¢/kWh e 15,3 ¢/kWh, respectivamente. Embora o LCOE seja o mais baixo em Pishin, a melhor disponibilidade da infraestrutura desejada, incluindo linhas de transmissão, instalações de água e estações de rede em Quetta, o torna um local mais favorável para a instalação da usina térmica solar.

Para superar barreiras financeiras, políticas, de infraestrutura, técnicas e sociais, os autores mencionam a introdução de incentivos financeiros aos investidores, a promoção de atores privados, o estabelecimento de instalações de pesquisa no país e a educação da população em geral sobre os benefícios das energias limpas como soluções para a viabilidade da tecnologia nesses locais.

Os trabalhos avaliados na literatura apresentam análises que otimizam as soluções CSP para atingirem menores valores de LCOE, muitas vezes em detrimento do fator de capacidade da planta. Por outro lado, é unânime a conclusão sobre a necessidade de maiores incentivos a investimentos e pesquisas que resultem na diminuição dos custos dessa tecnologia, de modo a viabilizar projetos em regiões com radiações diretas em torno de 2000 kWh/m²/ano.

4.2 PERDAS TÉRMICAS DO TES

Um dos temas estudados dentro da linha de pesquisa relacionada às tecnologias CSP é o estudo dos fenômenos de troca térmica dentro dos sistemas de armazenamento térmico (TES). Os principais objetivos têm sido otimizar os mecanismos de transferência de calor durante carregamento e descarregamento dos tanques, estudar o comportamento dos fluidos térmicos para evitar problemas operacionais com mudanças de fases indesejadas e reduzir as perdas térmicas para garantir boa autonomia das plantas heliotérmicas.

Kuravi et al. (KURAVI et al., 2013) realiza uma revisão completa das tecnologias de TES disponíveis no período (até 2013) assim como seus respectivos desempenhos. Segundo os autores, os sistemas de armazenamento devem ser compatíveis com o projeto da planta CSP, atendendo aos seguintes critérios:

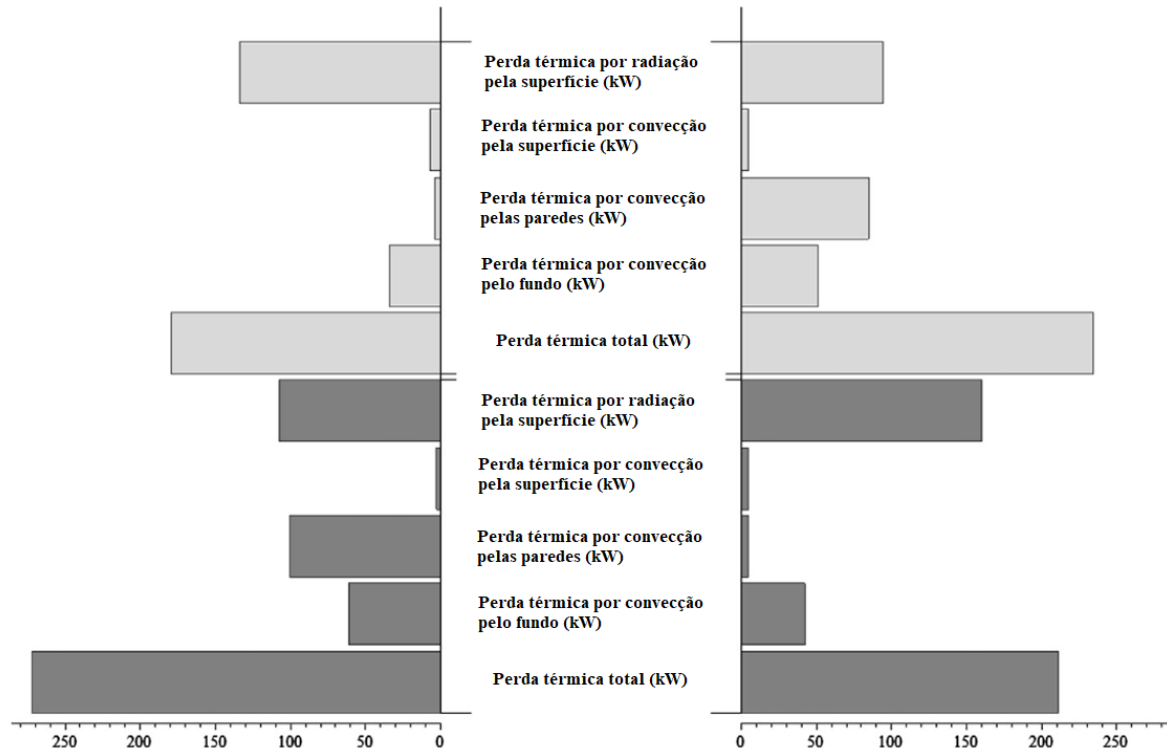
- (i) Material de armazenamento térmico com alta densidade energética;
- (ii) Boa transferência térmica entre o fluido térmico da planta CSP (HTF) e o material de armazenamento do TES;
- (iii) Estabilidade mecânica e química do material de armazenamento;
- (iv) Compatibilidade química entre o HTF, trocador de calor e o material de armazenamento;
- (v) Completa reversibilidade durante uma grande quantidade de ciclos de carregamento e descarregamento;
- (vi) Baixa perda térmica;
- (vii) Baixo custo;
- (viii) Baixo impacto ambiental.

A otimização do projeto dos tanques é necessária para o atendimento desses requerimentos, principalmente ao se utilizar materiais de armazenamento mais instáveis e que requerem maior controle de temperatura operacional como os sais fundidos. Kuravi et al. recomenda algumas etapas iterativas nesses casos, como: (i) definição da estrutura dos tanques e seus elementos internos; (ii) cálculo do perfil de temperatura dentro dos tanques, assim como análises transientes de resfriamento (especialmente para casos onde há a possibilidade de solidificações pontuais); (iii) avaliação das tensões internas na estrutura do tanque por meio de ferramentas de elementos finitos e seleção dos melhores formatos de teto e (iv) análise do custo de investimento total.

O dimensionamento dos tanques e o cálculo dos mecanismos de transferência de calor impactam diretamente no cálculo do desempenho da planta CSP, assim como no custo total do empreendimento. Em termos de investimento, Santos et al. (SANTOS et al., 2018) registra que, em uma planta térmica de concentradores de calhas parabólicas com potência de 50MW, campo solar de 510 mil m² e capacidade térmica de 7,5 horas, o custo do sistema de armazenamento térmico chegava a US\$ 38,4 milhões em 2011. A construção dos tanques isolados termicamente foi da ordem de 20% desse valor. O cálculo do isolamento térmico dos tanques é um dos aspectos técnicos e econômicos mais importantes no projeto desses equipamentos. A espessura do isolamento deve ser otimizada economicamente para a melhor relação entre perda térmica e investimento.

Pacheco et al. (PACHECO, JAMES E. BRADSHAW et al., 2002) mostra que plantas heliotérmicas comerciais, como a *SolarTwo*, podem chegar a uma eficiência térmica de armazenamento de 99% em base anual. Diversos trabalhos avaliam os mecanismos de troca térmica entre fluido, chapas e o isolamento térmico dos tanques para melhor entender as perdas térmicas nesses equipamentos que operam a elevadas temperaturas. O Zaversky et al. (ZAVERSKY et al., 2013) propõe uma avaliação transiente para cálculo da perda de calor em função das variações climáticas locais. Conforme ilustrado na Figura 4.2, os resultados mostraram que os fatores de maior representatividade no valor de perda térmica do tanque modelado foram a troca térmica por convecção das paredes molhadas do tanque e a transferência térmica por radiação da superfície do sal fundido para as paredes secas.

Figura 4.2 – Perdas térmicas para os tanques frio e quente ($386^{\circ}\text{C}/292^{\circ}\text{C}$) – na esquerda: tanque quente cheio e tanque frio vazio – na direita: tanque quente vazio e tanque frio cheio – tanque quente cinza escuro – tanque frio cinza claro.



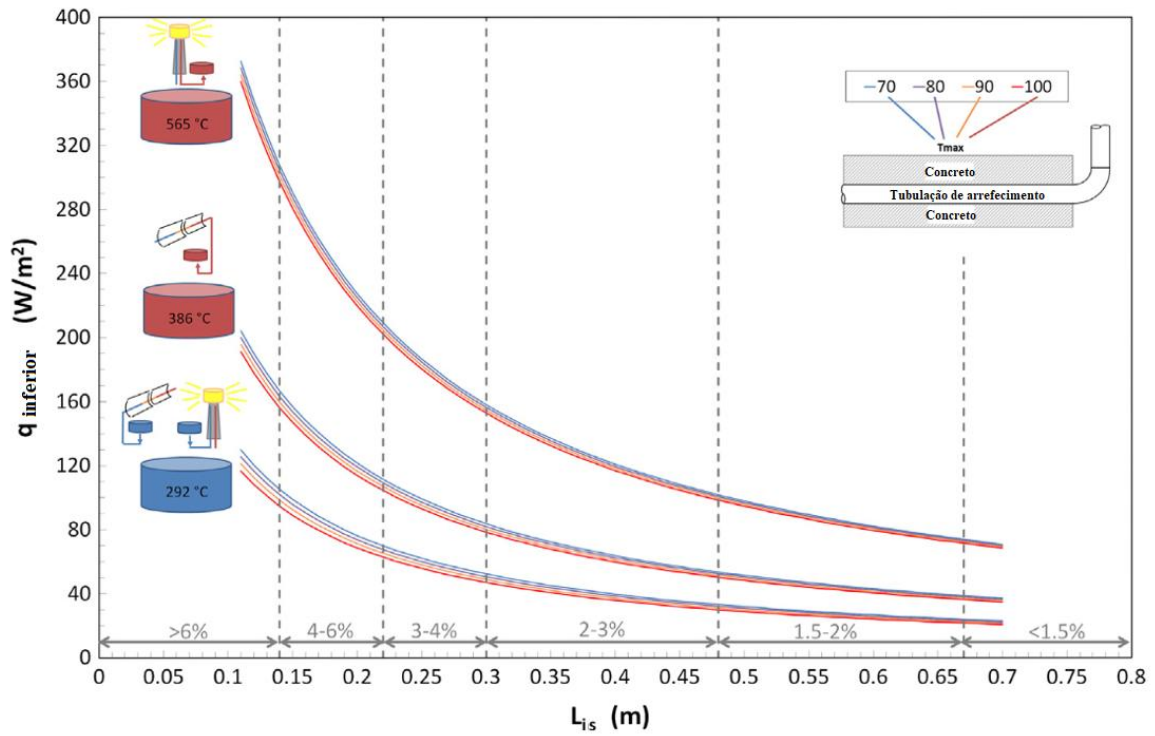
Fonte: (ZAVERSKY et al., 2013)

Complementarmente, focando na contribuição de perda térmica pelo fundo dos tanques, Suárez et al. (SUÁREZ et al., 2015) analisa o calor perdido por meio do sistema de resfriamento da fundação de um TES, considerando um modelo unidimensional. O trabalho utiliza um modelo CFD para determinar a correlação entre a resistência térmica equivalente do solo, sua condutividade térmica e o diâmetro do tanque. Um resumo dos resultados do fluxo de calor perdido pela parte inferior do tanque pode ser visto na Figura 4.3.

Schulte-Fischedick et al. (SCHULTE-FISCHEDICK; TAMME; HERRMANN, 2009) utiliza CFD para modelar um TES de 880MWh de capacidade térmica usando sal fundido. O modelo tem como base um projeto real na Espanha e os fluxos de calor em cada sessão do tanque indicam que pode haver solidificação do sal, para condição climática avaliada, em casos de nível baixo no tanque. A região de encontro entre costado e chapa de fundo, destacada na Figura 4.4, foi o local identificado onde há a maior diferença de temperatura nos casos de tanque

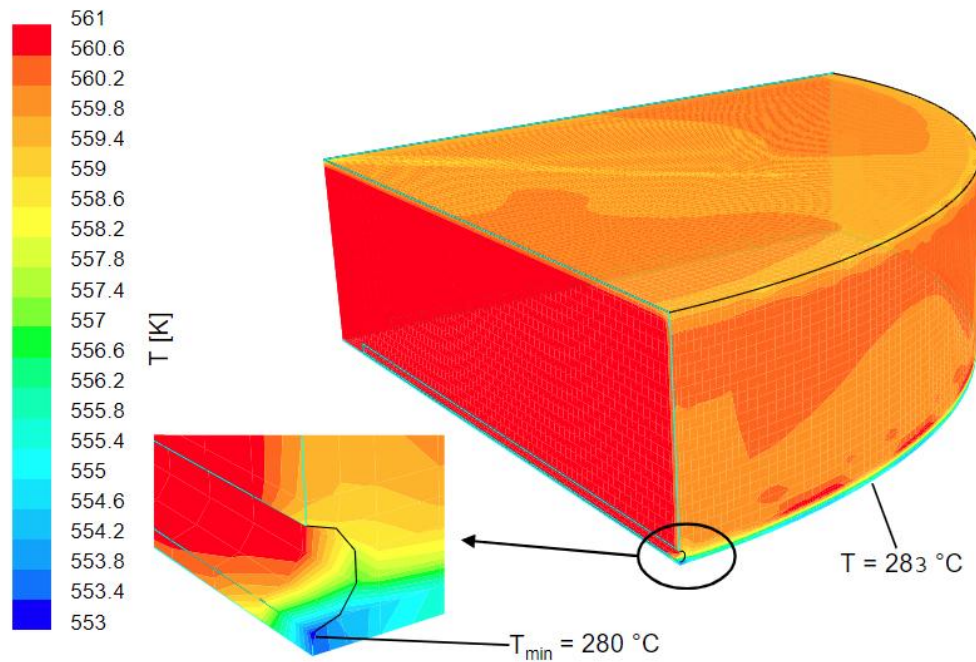
com nível quase vazio, semicheio e completamente cheio. Nesse local é esperada a solidificação do sal fundido em 3,5 dias para o tanque vazio, 46 dias no caso do tanque semicheio e 87 dias para o tanque cheio. O tanque modelo possui 39 m de diâmetro com espessuras de lã mineral (material isolante) igual 0,4 m ao redor do costado e teto, 0,18 m abaixo da chapa de fundo e mais 0,18 m de fundação em concreto. A Tabela 4.5 mostra os resultados encontrados para cada cenário de nível do tanque.

Figura 4.3 – Fluxo total de perda de calor inferior ($q_{inferior}$) em função da espessura do isolamento (L_{is}) para diferentes temperaturas internas do tanque e temperaturas máximas para o concreto da fundação.



Fonte: (SUÁREZ et al., 2015)

Figura 4.4 – Distribuição da temperatura no modelo de tanque semicheio quatro dias após o início do resfriamento.



Fonte: (SCHULTE-FISCHEDICK; TAMME; HERRMANN, 2009)

Tabela 4.5 – Resultados do resfriamento do tanque em função dos níveis de fluido.

Cenário	Nível do tanque (m)	Máxima Diferença de Temperatura (K)	Taxa de resfriamento (K/dia)	Tempo para solidificação na região mais propícia (dias)
Quase vazio	0,4	5,1	13,4	3,5
Semicheio	5,85	8,2	0,95	46
Cheio	11,7	10,8	0,47	87

Fonte: (SCHULTE-FISCHEDICK; TAMME; HERRMANN, 2009)

Além dos modelos analíticos e computacionais, não foram encontrados estudos que utilizassem *surrogates* para a estimação de perda térmica em tanques aplicados a plantas CSP.

4.3 APLICAÇÕES DE MODELOS *SURROGATE*

A aplicação de ferramentas para otimização econômica e termodinâmica de plantas de potência, a exemplo de sistemas ORC, pode ser bastante custosa em termos computacionais (VILASBOAS et al., 2021). Assim, modelos *surrogates* têm sido utilizados para simplificações do cálculo de configurações e condições de operação de plantas que tragam maiores eficiências e menores custos relativos. A ideia principal da aplicação passa pela criação de um banco de dados com diversos resultados de otimizações, dentro de um intervalo específico de dados de entrada, que servirá como conjunto de treinamento para o modelo.

Luo et al. (LUO; HU; LU, 2019) desenvolveu um algoritmo, que combina a metodologia de sucessivas superfícies de resposta (*successive response surface methodology – SRSM*) e recozimento simulado (*simulated annealing – SA*), como *surrogate* para otimização do LCOE de projeto de uma planta de torre central em Sevilha, Espanha. As plantas de torre central são projetadas em zonas nas quais seus heliostatos possuem a mesma posição de azimute, variando a distância radial. Assim, foram definidas 12 variáveis de decisão com os respectivos limites superiores e inferiores para o modelo, conforme descrito na Tabela 4.6, onde: $\Delta\epsilon_j$ é o espaçamento azimutal entre heliostatos adjacentes na mesma zona j ; Δr_j é o espaçamento radial entre fileira consecutivas na mesma zona j ; Δy_j é o espaçamento de transição entre a última fileira da zona j e a primeira fileira da zona $j+1$; R é o raio do receptor; THT a altura da torre; H o suprimento de energia térmica equivalente em horas e SM o número solar. Tais variáveis estão definidas em função do tamanho da diagonal do heliostato, representado por l , e a distância da primeira fileira até à torre central, representada por r_l .

Tabela 4.6 – Variáveis e seus respectivos limites superiores e inferiores para dimensionamento de planta de torre central.

Variável de projeto	Limite Inferior	Limite Superior	Variável	Limite Inferior	Limite Superior
$\Delta\epsilon_1$ (rad)	l/r_1	$2l/r_1$	Δy_1 (m)	$0,866l$	$2,4l$
$\Delta\epsilon_2$ (rad)	l/r_1	$2l/r_1$	Δy_2 (m)	$0,866l$	$2,4l$
$\Delta\epsilon_3$ (rad)	l/r_1	$2l/r_1$	R (m)	3	5
Δr_1 (m)	$0,866l$	$2,4l$	THT (m)	125	165
Δr_2 (m)	$0,866l$	$2,4l$	H (h)	3	12
Δr_3 (m)	$0,866l$	$2,4l$	SM (-)	1,3	2,7

Fonte: (LUO; HU; LU, 2019)

Os resultados otimizados do modelo proposto foram comparados com os resultados simulados no programa SAM (*System Advisor Model*)⁶, para as mesmas configurações da planta. Já na quarta iteração de cálculos, foi possível obter valores de R^2 de 0,9917 na correlação entre LCOE predito e real, obtido pelo SAM. Os resultados convergidos do modelo estão indicados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Resultados da otimização da planta de torre central usando a metodologia SRSM e SA (Simulated Annealing).

Variável de projeto	Primeira iteração	Segunda iteração	Terceira iteração	Quarta iteração
$\Delta\epsilon_1$ (rad)	1,000/r1	1,000/r1	1,019/r1	1,005/r1
$\Delta\epsilon_2$ (rad)	1,108/r1	1,000/r1	1,009/r1	1,000/r1
$\Delta\epsilon_3$ (rad)	1,348/r1	1,356/r1	1,338/r1	1,324/r1
Δr_1 (m)	0,866l	0,888l	0,866l	0,866l
Δr_2 (m)	0,914l	0,969l	0,990l	1,007l
Δr_3 (m)	1,636l	1,682l	1,636l	1,633l
Δy_1 (m)	1,724l	1,141l	1,214l	1,122l
Δy_2 (m)	1,545l	2,306l	1,477l	1,354l
R (m)	3,5	3,4	3,4	3,4
THT (m)	148	138	136	135
H (h)	12	12	12	12
SM (-)	2,7	2,7	2,7	2,7
LCOE predito (c/kWh)	21,23	21,67	22,06	22,03
LCOE real (c/kWh)	22,23	22,06	22,05	22,02
R^2 (-)	0,9373	0,9598	0,9862	0,9917

Fonte: (LUO; HU; LU, 2019)

Esse último resultado da otimização do LCOE foi comparado com os resultados da utilização de somente o algoritmo SA (*Simulated Annealing*) e de MMFD (*Modified Method of Feasible Directions*), conforme indicado na Tabela 4.8. Foi possível verificar que a metodologia SRSM+SA atingiu valores próximos dos resultados do algoritmo SA, em um tempo aproximadamente 75% menor, e melhor precisão do que o MMFD, apesar de maior tempo computacional.

⁶ Desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*NREL - National Renewable Energy Laboratory*) (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., [s.d.]) (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., [s.d.]) (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., [s.d.]).

Tabela 4.8 – Resultados da otimização da planta de torre central usando diferentes metodologias.

Variável de projeto	Metodologia SRSM + SA	Metodologia SA	Metodologia MMFD
$\Delta\epsilon_1$ (rad)	1,005l/r1	1,000l/r1	1,000l/r1
$\Delta\epsilon_2$ (rad)	1,000l/r1	1,003l/r1	1,017l/r1
$\Delta\epsilon_3$ (rad)	1,324l/r1	1,315l/r1	1,303l/r1
Δr_1 (m)	0,866l	0,868l	0,866l
Δr_2 (m)	1,007l	1,011l	1,015l
Δr_3 (m)	1,633l	1,637l	1,710l
Δy_1 (m)	1,122l	0,994l	1,451l
Δy_2 (m)	1,354l	1,224l	1,576l
R (m)	3,4	3,4	3,9
THT (m)	135	133	145
H (h)	12	12	7,8
SM (-)	2,7	2,7	2,2
LCOE predito (c/kWh)	22,03	21,01	23,01
Número de análises numéricas	2400	10137	368

Fonte: (LUO; HU; LU, 2019)

Kazemian et al. (M. E. KAZEMIAN; S. A. GANDJALIKHAN NASSAB, 2020) desenvolve um modelo *surrogate* para estudar os efeitos de fatores operacionais e de projeto de uma turbina a gás nos valores de eficiência térmica e potência de saída de um sistema de geração de energia elétrica. Os dados de entrada foram temperaturas de entrada da turbina e compressor; pressão de entrada do compressor, poder calorífico inferior do combustível (PCI), vazão de massa de ar, perda de carga da câmara de combustão e eficiências isoentrópicas da turbina e do compressor. O *surrogate* é construído com base na metodologia *Central Composite Design of RSM* obtendo R^2 ajustado de predição para eficiência térmica de 0,9986 e 0,9023 para a potência líquida do sistema.

Araújo (DE ARAÚJO, 2020) também utiliza o método de superfície de resposta (RSM) para criar um modelo de otimização termoeconômica para aproveitamento de calor residual em motores de combustão interna através das tecnologias ORC, ciclo Kalina e ciclo Rankine convencional. O banco de dados utilizado para treinamento do modelo é criado através da modelagem termodinâmica e econômica utilizando os *softwares* EES (*Engineering Equation Solver*) e Octave, com o intuito de prever o custo específico da potência adicional produzida pelas tecnologias.

Nesse caso, dada a complexidade das superestruturas do problema proposto, notou-se elevado custo computacional para realização das otimizações necessárias para gerar os dados de entrada do *surrogate*. Contudo, ainda assim o trabalho conclui que tal metodologia torna o trabalho viável quando comparada a utilização simples de *softwares* comerciais.

Rashidi et al. (RASHIDI et al., 2011) utiliza a combinação de redes neurais artificiais e algoritmos genéticos para criação de modelos *surrogates* de otimização de um ciclo de potência transcrito, para quatro fluidos de trabalho distintos. São utilizados como dados de saída as variáveis eficiência térmica, eficiência exergética e o trabalho líquido específico. Os dados de entrada são pressão de entrada da turbina, temperatura de entrada na turbina e o percentual da potência máxima. O trabalho é desenvolvido em três etapas:

- Etapa 1: criação de um banco de dados contendo os dados de saída para cada dado de entrada, calculados usando o EES (*Engineering Equation Solver*);
- Etapa 2: treinamento do modelo em três redes neurais artificiais multicamadas distintas com base no banco de dados obtido na etapa 1;
- Etapa 3: treinamento de três algoritmos genéticos distintos para estimar a otimização da eficiência térmica, eficiência exergética e o trabalho líquido específico utilizando como variáveis e funções de aptidão, respectivamente, as entradas e saídas das redes neurais treinadas correspondentes.

Os resultados foram comparados com um estudo de caso publicado na literatura e considerados aceitáveis.

4.4 PLANTAS COMERCIAIS E FABRICANTES

Em 2018 cerca de 80% de plantas CSP comerciais instaladas no mundo utilizavam tecnologia de calhas parabólicas (ISLAM et al., 2018). Conforme mostrado na Figura 1.4, países como Índia, Marrocos e África do Sul passaram a ter um aumento na participação global de plantas CSP comerciais, dentre as quais as características de plantas com calhas parabólicas operacionais em 2018 podem ser vistas na Tabela 4.9. As Tabela 4.10 e Tabela 4.11 indicam plantas, tipo calha parabólica, operacionais na Espanha e Estados Unidos, países que possuíam a maior capacidade instalada no mesmo ano.

Tabela 4.9 – Características técnicas de plantas tipo calha parabólica operacionais no mundo, exceto na Espanha e nos Estados Unidos.

Nome do projeto	País	Capacidade líquida da turbina (MW)	Ano de partida operacional	Área de terreno utilizado (m ²)	Tipo de projeto	Custo em milhões de US\$ (aprox.)	Área de terreno específica - líquida (m ² /kW)	Fluido de transferência de calor	Área de abertura do campo solar (m ²)*	Capacidade do TES (horas)*	Recurso solar (kWh/m ² /ano)	Geração de eletricidade esperada (MWh/ano)	Fator de capacidade (calculada)	Eficiência global (calculada)
Airlight Energy Ait-Baha	Marrocos	3	2014	240.000	Planta piloto	-	80	Ar ambiente	6.159	5	2200	2.390	9%	18%
ISCC Ain Beni Mathar	Marrocos	20	2010	-	Comercial	-	-	Therminol VP-1	183.120	-	2072 *	55.000	31%	14%
Archimede	Itália	4,72	2010	80.000	-	-	17	Sais fundidos	31.860	8	1936	9.200	22%	15%
ASE Demo	Itália	0,4	2013	30.000	Demonstração	-	75	Sal fundido	3.398	4,3	1527	275	8%	5%
Bokpoort	África do Sul	50	2016	1.000.000	Comercial	565	20	Dowtherm A	588.600	9,3	2949 *	230.000	53%	13%
KaXu Solar One	África do Sul	100	2015	-	Comercial	860	-	Óleo térmico	800.000	2,5	2963 *	330.000	38%	14%
City of Medicine Hat ISCC Project	Canadá	1,1	2014	-	Demonstração	9	-	Xceltherm®SST	5.248	-	1475	1.500	16%	19%
Godawari Solar Project	Índia	50	2013	1.500.000	Comercial	-	30	Dowtherm A	392.400	-	1667 *	118.000	27%	18%
Megha Solar Plant	Índia	50	2014	2.420.000	Comercial	-	48	Xceltherm®SST	366.240	-	1476 *	110.000	25%	20%
National Solar Thermal Power Facility	Índia	1	2012	-	Demonstração	-	-	Therminol VP-1	8.000	-	-	-	-	-
ISCC Hassi R'mel	Algeria	20	2011	640.000	Comercial	-	32	Óleo térmico	183.860	-	2159 *	-	-	-
ISCC Kuraymat	Egito	20	2011	-	Comercial	-	-	Therminol VP-1	130.800	-	2431	34.000	19%	11%
Shams 1	Emirados Árabes	100	2013	2.500.000	Comercial	600	25	Therminol VP-1	627.840	-	1934	210.000	24%	17%
Thai Solar Energy 1 (TSE1)	Tailândia	5	2012	1.100.000	Comercial	-	220	Água/Vapor	45.000	-	1781	8.000	18%	10%

* Informação retirada do banco de dados do NREL (<https://solarpaces.nrel.gov/by-project-name>)

Fonte: (ISLAM et al., 2018) – Adaptado pelo autor.

Tabela 4.10 – Detalhes técnicos de plantas de calhas parabólicas na Espanha.

Nome do projeto	Ano de partida operacional	Capacidade líquida da turbina (MW)	Área de terreno utilizado (m ²)	Tipo de projeto	Custo em milhões de Euros (aprox.)	Área de terreno específica - líquida (m ² /kW)	Fluido de transferência de calor	Área de abertura do campo solar (m ²)*	Capacidade do TES (horas)*	Recurso solar (kWh/m ² /ano)*	Geração de eletricidade esperada (MWh/ano)	Fator de capacidade (calculada)	Eficiência global (calculada)
Andasol-1 (AS-1)	2008	49,9	2.000.000	Comercial	-	40,08	Óleo térmico	510.120	7,5	2.260	158.000	36%	14%
Andasol-2 (AS-2)	2009	49,9	2.000.000	Comercial	-	40,08	Dowtherm A	510.120	7,5	2.260	158.000	36%	14%
Andasol-3 (AS-3)	2011	50	2.000.000	-	315	40	Óleo térmico	510.120	7,5	2.260	175.000	40%	15%
Arcosol 50 (Valle 1)	2011	49,9	2.300.000	-	270	46,09	Difenil/Óxido de difenil	510.120	7,5	2.007	175.000	40%	17%
Arenales	2013	50	2.200.000	Comercial	-	44	Difenil	510.120	7	2.064	166.000	38%	16%
Aste 1A	2012	50	1.800.000	Comercial	-	36	Dowtherm A	510.120	8	2.104	170.000	39%	16%
Aste 1B	2012	50	1.800.000	Comercial	-	36	Dowtherm A	510.120	8	2.104	170.000	39%	16%
Astexol II	2012	50	1.600.000	Comercial	-	32	Óleo térmico	510.120	8	2.055	170.000	39%	16%
Borges Termosolar	2012	22,5	960.000	Comercial	153	42,67	Óleo térmico	183.120	-	1.878	98.000	50%	28%
Casablanca	2013	50	2.000.000	Comercial	-	40	Difenil/Óxido de bifeníl	510.120	7,5	2.064	160.000	37%	15%
Enerstar	2013	50	2.140.000	Comercial	-	42,8	Óleo térmico	339.506	-	1.992	100.000	23%	15%
Extresol-1	2010	50	2.000.000	Comercial	-	-	Difenil/Óxido de bifeníl	510.120	7,5	2.096	158.000	36%	15%
Extresol-2	2010	49,9	2.000.000	Comercial	-	40,08	Difenil/Óxido de bifeníl	510.120	7,5	2.096	158.000	36%	15%
Extresol-3	2012	50	2.000.000	Comercial	-	40	Difenil/Óxido de bifeníl	510.120	7,5	2.096	158.000	36%	15%
Guzmán	2012	50	2.000.000	Comercial	-	40	Dowtherm A	310.406	-	2.064	104.000	24%	16%
Helioenergy 1	2011	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.159	95.000	22%	15%
Helioenergy 2	2012	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.068	95.000	22%	15%
Helios I	2012	50	2.600.000	Comercial	-	52	Óleo térmico	300.000	-	2.092	97.000	22%	15%
Helios II	2012	50	2.600.000	Comercial	-	52	Xceltherm®MK1	300.000	-	2.092	97.000	22%	15%
Ibersol Ciudad Real	2009	50	1.500.000	-	200	30	Difenil/Óxido de bifeníl	287.760	-	2.042	103.000	24%	18%
La Africana	2012	50	2.520.000	Comercial	387	50,4	Dowtherm A	550.000	7,5	2.062	170.000	39%	15%
La Dehesa	2011	49,9	2.000.000	-	-	40,08	Difenil/Óxido de bifeníl	552.750	7,5	2.069	175.000	40%	15%
La Florida	2010	50	2.000.000	-	-	40	Difenil/Óxido de difeníl	552.750	7,5	2.086	175.000	40%	15%
La Risca	2009	50	1.350.000	-	-	27	Bifenil/Óxido de difeníl	352.854	-	2.085	105.200	24%	14%
Lebrija 1	2011	50	1.880.000	-	-	37,6	Therminol VP1	412.020	-	2.065	120.000	27%	14%
Majadas I	2010	50	1.350.000	-	-	27	Bifenil/Óxido de difeníl	372.240	-	2.086	104.500	24%	13%
Manchasol-1	2011	49,9	2.000.000	Comercial	-	40,08	Difenil/Óxido de difeníl	510.120	7,5	2.107	158.000	36%	15%
Manchasol-2	2011	50	2.000.000	Comercial	-	40	Difenil/Óxido de difeníl	510.120	7,5	2.107	159.000	36%	15%
Morón	2012	50	1.600.000	Comercial	295	32	Óleo térmico	380.000	-	2.068	100.000	23%	13%
Olivenza 1	2012	50	1.600.000	Comercial	284	32	Óleo térmico	402.210	-	2.053	100.000	23%	12%
Orellana	2012	50	1.860.000	Comercial	240	37,2	Óleo térmico	405.500	-	2.074	118.000	27%	14%
Palma del Rio I	2011	50	1.350.000	-	-	27	Bifenil/Óxido de difeníl	372.240	-	2.064	114.500	26%	15%
Palma del Rio II	2010	50	1.350.000	-	-	27	Bifenil/Óxido de difeníl	372.240	-	2.064	114.500	26%	15%
Solaben 1	2013	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.076	100.000	23%	16%
Solaben 2	2012	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.076	100.000	23%	16%
Solaben 3	2012	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.076	100.000	23%	16%
Solaben 6	2013	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.076	100.000	23%	16%
Solacor 1	2012	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.042	100.000	23%	16%
Solacor 2	2012	50	1.100.000	Comercial	-	22	Óleo térmico	300.000	-	2.042	100.000	23%	16%
Termosol 50 (Valle 2)	2011	49,9	2.300.000	-	270	46,09	Difenil/Óxido de difeníl	510.120	7,5	2.007	175.000	40%	17%
Termosol 1	2013	50	2.000.000	Comercial	-	40	Óleo térmico	523.200	9	2.077	180.000	41%	17%
Termosol 2	2013	50	2.000.000	Comercial	-	40	Óleo térmico	523.200	9	2.077	180.000	41%	17%

* Informação retirada do banco de dados do NREL (<https://solarpaces.nrel.gov/by-project-name>)

Fonte: (ISLAM et al., 2018) – Adaptado pelo autor.

Tabela 4.11 – Plantas com tecnologia de calhas parabólicas operacionais nos Estados Unidos.

Projeto	Capacidade líquida da turbina (MW)	Área de terreno utilizado (m ²)	Custo em milhões de US\$ (aproximadamente)	Área de terreno específica - líquida (m ² /kW)	Área de abertura do campo solar (m ²)*	Capacidade do TES (horas)*	Recurso solar (kWh/m ² /ano)	Geração de eletricidade esperada (MWh/ano)	Fator de capacidade (calculada)	Eficiência global (calculada)
Genesis Solar Energy	250	7.891.370	-	31,57	1.928.320	-	2905 **	580.000	26%	10%
Holaniku at Keahole Point	2	12.140,60	-	6,07	-	2	1945 **	4.030	23%	-
Martin Next Generation Solar Energy Center	75	2.023.430	476,3	26,98	464.908	-	1865 **	155.000	24%	18%
Mojave Solar Project	250	7.142.702	1600	28,57	1.559.347	-	2924 **	600.000	27%	13%
Nevada Solar One	72	4.000.000	266	55,56	357.200	0,5	2606	134.000	21%	14%
Saguaro Power Plant	1	64.749,70	6	64,75	10.340	-	2636	2000	23%	7%
Solana Generating Station	250	7.800.000	2000	31,2	2.200.000	6	2784 *	944.000	43%	15%
Solar Electric Generating Station I (SEGS I)	13,8	-	-	0	82.960	3	2725 *	16.500 *	14%	7%
Solar Electric Generating Station II (SEGS II)	30	-	-	0	190.338	-	2725 *	32.500 *	12%	6%
Solar Electric Generating Station III (SEGS III)	30	-	-	0	230.300	-	2725 *	68.550 *	26%	11%
Solar Electric Generating Station IV (SEGS IV)	30	-	-	0	230.300	-	2725 *	68.280 *	26%	11%
Solar Electric Generating Station V (SEGS V)	30	-	-	0	250.500	-	2725 *	78.880 *	30%	12%
Solar Electric Generating Station VI (SEGS VI)	30	-	-	0	188.000	-	2725 *	67.760 *	26%	13%
Solar Electric Generating Station VII (SEGS VII)	30	-	-	0	194.280	-	2725 *	65.050 *	25%	12%
Solar Electric Generating Station VIII (SEGS VIII)	80	-	-	0	464.340	-	2725 *	137.990 *	20%	11%
Solar Electric Generating Station IX (SEGS IX)	80	-	-	0	483.960	-	2725 *	125.040 *	18%	9%
Stillwater GeoSolar Hybrid Plant	2	84.984	-	42,49	5.248	-	-	3000	17%	-

* Informação retirada do banco de dados do NREL (<https://solarpaces.nrel.gov/by-project-name>)

** Informação calculada através do PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#api_5.2)

Fonte: (ISLAM et al., 2018) – Adaptado pelo autor.

Verifica-se que comercialmente existem plantas com faixas de capacidade instalada distintas, com plantas de maior porte entre 100 até 250 MW nos países citados. Plantas com portes intermediários estão inseridas na faixa de 30 a 100 MW e uma parcela menor de plantas operacionais possuem capacidade instalada menor que 10 MW.

O uso específico de terreno por capacidade instalada da planta (m^2/kW) está relacionado aos critérios de projeto de cada planta como a disponibilidade de radiação solar no local, o tamanho e tipo de armazenamento térmico, arranjo do campo solar e o fator de capacidade. Nas referências mostradas, esse valor varia de 6,07 a 64,75 m^2/kW para plantas que usam óleo térmico como fluido de transferência de calor.

Para essas mesmas plantas, o fator de capacidade esperado está entre 12% e 53%, com uma média igual a 29% e disponibilidade solar entre 1475 e 2963 $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$. É possível verificar que os fatores de capacidade desse conjunto de plantas são diretamente proporcionais à disponibilidade solar e ao múltiplo solar da unidade. O múltiplo solar é a área de abertura do campo solar expressa como um múltiplo da área de abertura necessária para operar o ciclo de potência em sua capacidade de projeto. O aumento da área necessária se dá pela necessidade de captação de radiação solar adicional para carregamento do TES, resultando em maior autonomia da planta na ausência de radiação, o que leva a um maior fator de capacidade.

Dentre a tecnologia de calhas parabólicas, os fabricantes mais comuns de coletores solares, espelhos e absorvedores podem ser vistos na Tabela 4.12. Essas informações foram retiradas do banco de dados no NREL (PARABOLIC TROUGH | CONCENTRATING SOLAR POWER PROJECTS | NREL, 2023).

Os blocos de potência comumente usados nessas plantas CSP são derivados do ciclo Rankine convencional, utilizando turbinas a vapor de fabricantes já consolidados no mercado como a GE e Siemens (PARABOLIC TROUGH | CONCENTRATING SOLAR POWER PROJECTS | NREL, 2023). Contudo, para plantas que operam com temperaturas mais baixas e potência instalada menor, é possível associar unidades ORC (QUOILIN et al., 2013). A Tabela 4.13 ilustra os possíveis fabricantes existentes e as características das unidades ORC fornecidas.

Tabela 4.12 – Lista dos principais fabricantes de componentes de sistemas de calhas parabólicas no mundo.

Componentes	Fabricantes	País
Coletores solares de calhas Parabólicas	Abengoa	Espanha
	Airlight Energy	Suíça
	Flagsol	Alemanha
	COMES	Itália
	Sener	Espanha
	TSK-Ingeteam	Espanha
	Royal Tech CSP	China
	Sopogy	EUA
	Iberdrola	Espanha
	Ingemetal	Espanha
	Acciona	Espanha
SkyFuel	EUA	
Espelhos	Rioglass	Espanha
	Flabeg	Alemanha
	Ronda Reflex	Itália
	ReflecTech	EUA
Receptores	Rioglass	Espanha
	Ailight Energy	Suíça
	Schott	Alemanha
	Solel	Israel
	RoyalTech	China

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 4.13 – Lista não exaustiva dos principais fabricantes de ORC comerciais.

Fabricante	Aplicações	Intervalo de potência [kWe]	Temperatura de fornecimento de calor [°C]	Tecnologia
Adoratec/Maxxtec, Alemanha	Biomassa-CHP*	315–1600	300	Fluido: OMTS
Bosch KWK, Alemanha	WHR**	65–325	120–150	Fluido: R245fa
Cryostar, França	WHR, Geo.	n/a	100–400	Turbina radial; Fluidos: R245fa, R134a
Electratherm, EUA	WHR, Solar	50	>93	Expansor de parafusos; Fluido: R245fa
GE CleanCycle	WHR	125	>121	Turbina radial <i>single-state</i> , 30.000 rpm; Fluido: R245fa
GMK, Alemanha	WHR, Geo., Biomassa-CHP	50–5000	120–350	Turbinas axiais multi-estágio, 3000 rpm
Opcon, Suécia	WHR	350–800	<120	Fluido: Amônia; Turbina Lysholm
ORMAT, EUA	Geo., WHR, solar	200–70.000	150–300	Fluido : n-pentano and outros; Turbina axial de dois estágios
Tri-o-gen, Holanda	WHR	160	>350	Turbo-expansor radial; Fluido: Tolueno
Turboden PureCycle, EUA	WHR, Geo.	280	91–149	Turbina radial; Fluido: R245fa
Turboden, Itália	Biomass-CHP, WHR, Geo.	200–2000	100–300	Fluidos: OMTS, Solkatherm; Turbinas axiais de dois estágios

*CHP - *Combined Heat and Power*

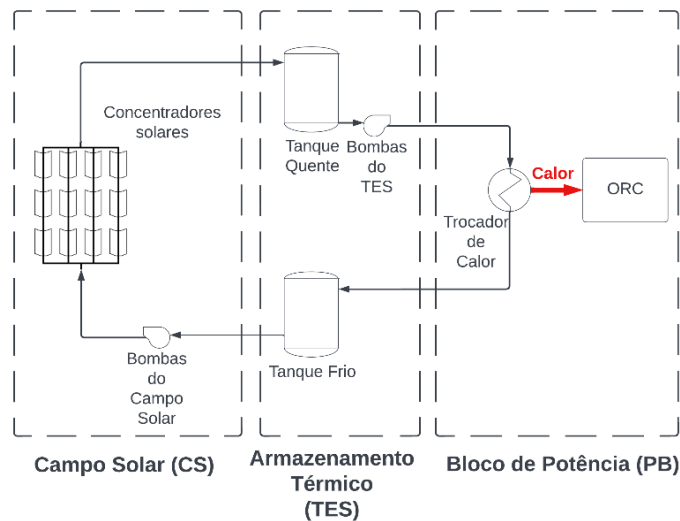
**WHR - *Waste Heat Recovery*

Fonte: (QUOILIN et al., 2013).

5 CONFIGURAÇÃO ESCOLHIDA PARA O SISTEMA HELIOTÉRMICO

Esse trabalho propõe a avaliação de viabilidade técnico-econômica da aplicação de uma planta CSP como fonte de suprimento de eletricidade para uma termelétrica em stand-by. O modelo de planta foi proposto com base nas principais vantagens técnicas e comerciais de cada componente. A planta é composta por um campo solar de concentradores tipo calhas parabólicas com sistema de armazenamento térmico direto de dois tanques (um tanque quente e um tanque frio), associado a um bloco de potência, conforme ilustrado na Figura 5.1. As subsecções descrevem as justificativas da escolha de tal configuração de planta, de modo a atender à demanda de eletricidade nas condições climáticas locais.

Figura 5.1 – Modelo proposto de planta CSP.



Fonte: Autoria própria (2022).

5.1 DEMANDA ELÉTRICA

A termelétrica cuja demanda elétrica deve ser atendida possui 300 MW de potência nominal e opera com motores alternativos em ciclo Diesel. A demanda de eletricidade a ser atendida tem como origem a operação de aquecedores, rotinas de conservação de equipamentos (bombas, radiadores, ventiladores etc.) e consumo das áreas administrativas necessárias para manter a disponibilidade (stand-by). As principais atividades que consomem eletricidade nesse regime, em termelétricas que operam com óleo pesado, são:

- Manutenção da circulação e temperatura do sistema de arrefecimento dos motores em torno de 70°C por meio de aquecedores elétricos e bombas auxiliares;
- Operação dos sistemas auxiliares para realização dos testes de conservação⁷ dos motores, operando-os em vazio (não sincronizados à rede);
- Testes de conservação de motores elétricos dos sistemas auxiliares (insufladores das casas de máquinas, radiadores, bombas de transferência de combustível e separadoras de óleo pesado);
- Sistemas de aquecimento intrínsecos aos geradores para evitar condensação de umidade;
- Aquecimento do óleo pesado para operação do sistema de geração de vapor.

Os motores que operam com óleo pesado necessitam manter uma temperatura elevada em todo seu bloco para evitar o entupimento dos sistemas de injeção. Por isso, o sistema de pré-aquecimento (ou sistema de *pre-heaters*) precisa manter circulando água quente pelas camisas de cilindro e bicos injetores de combustível.

A realização dos testes de conservação nesses motores é necessária quando a usina permanece parada por períodos na ordem de semanas. Contudo, dado ao consumo de combustível, esses testes ocorrem em menor frequência do que os testes de conservação dos demais sistemas auxiliares.

É comum que todo o combustível dessas usinas seja mantido aquecido por sistemas de vapor. Porém, por critérios de projeto, normalmente o combustível usado para geração de vapor auxiliar é mantido disponível por aquecedores elétricos.

O dimensionamento da potência elétrica nominal da planta CSP é realizado para atender os valores médios de consumo dessas cargas somadas ao consumo interno necessário para

⁷ São chamados de “testes de conservação” as atividades que envolvem operar os equipamentos dentro de um certo intervalo de tempo para garantir a movimentação das partes móveis e evitar problemas de condensação de umidade, ovalização de mancais, além de checar a disponibilidade dos mesmos.

geração de eletricidade, além de considerar o atendimento de picos de potência. A demanda de eletricidade da termelétrica considerada nesse trabalho é de 6,7 GWh anuais. A Tabela 5.1 mostra o perfil de consumo médio através do sistema de transmissão no qual a unidade está conectada, assim como a respectiva potência média mensal.

Tabela 5.1 – Perfil de consumo médio de eletricidade da unidade termelétrica em regime stand-by.

Mês	Consumo mensal (MWh)	Horas no mês	Potência média (MW)
Jan	575,00	744	0,77
Fev	527,89	672	0,79
Mar	568,08	744	0,76
Abr	538,96	720	0,75
Mai	563,42	744	0,76
Jun	543,14	720	0,75
Jul	608,18	744	0,82
Ago	632,51	744	0,85
Set	615,19	720	0,85
Out	475,87	744	0,64
Nov	433,58	720	0,60
Dez	602,24	744	0,81

Fonte: Autoria própria (2022).

O consumo interno da planta CSP para geração de eletricidade considera as perdas parasíticas dos sistemas de bombeio do campo solar e do TES, a alimentação elétrica dos sistemas de rastreo dos coletores solares, o consumo de aquecimento elétrico para compensar as perdas térmicas do TES e o consumo interno o bloco de potência.

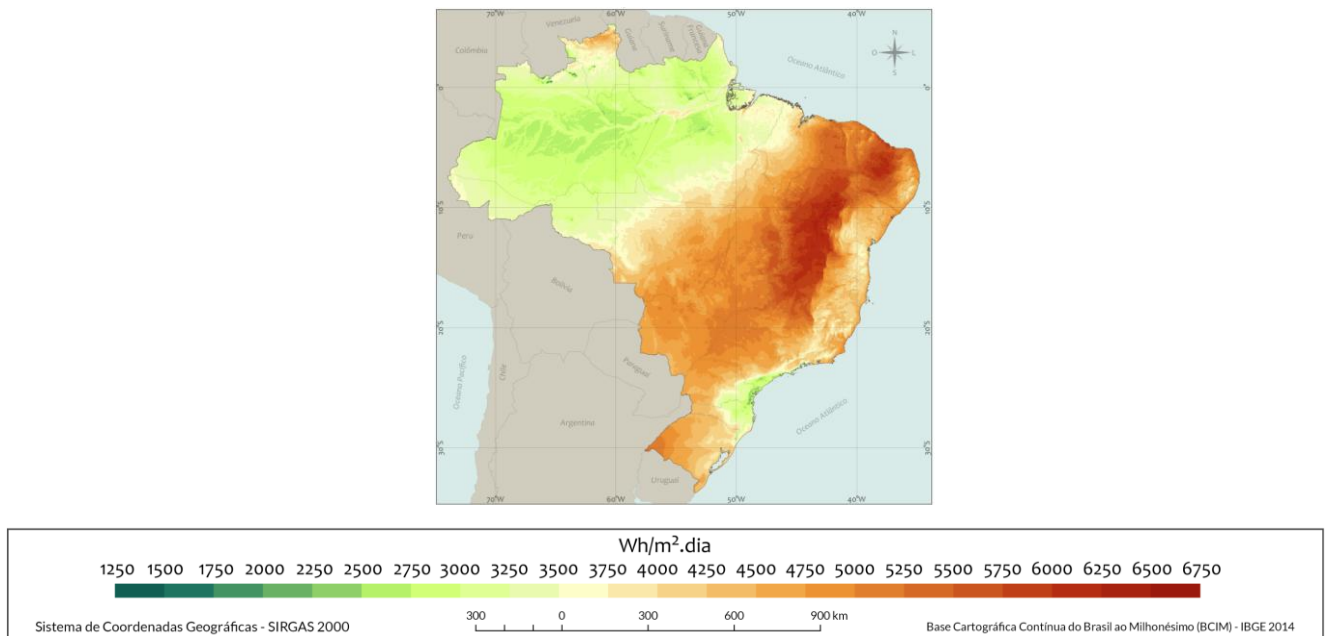
Considerando um fator de pico de potência⁸ de 1,20 e somando as perdas parasíticas, a potência líquida da planta CSP é da ordem de 1,25 MW para atendimento à demanda da termelétrica, conforme detalhado na secção 6.3 , de modo a minimizar a dependência da rede.

⁸ Fator de pico de potência representa a razão entre a potência de pico e a potência média.

5.2 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS LOCAIS

A localidade escolhida para implantação da planta CSP foi a região industrial da cidade de Candeias (-12.73 N, -38.48 L), localizada na Bahia, Brasil por conta da existência de uma central termelétrica que opera em regime *standby*, utilizada como estudo de caso. Segundo Alvares et al. (ALVARES et al., 2013), com base no critério de Köppen, essa região é classificada como uma região de clima tropical úmido, sem a presença de períodos secos (Af). A presença frequente de chuvas no local é um dos fatores que contribui para diminuição da irradiação direta disponível ao longo do ano. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017), a irradiação direta total diária na região de Candeias possui uma média anual de 4750 Wh/m², como pode ser visto na Figura 5.2, o que equivale a 1734 kWh/m² ao ano.

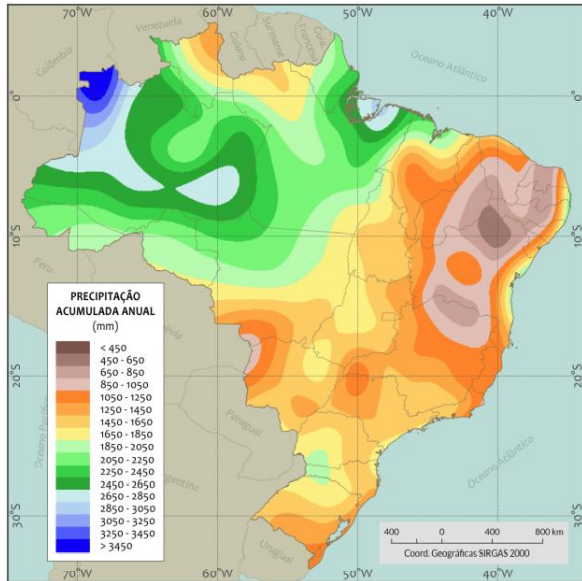
Figura 5.2 – Média anual do total diário da irradiação direta normal no Brasil.



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

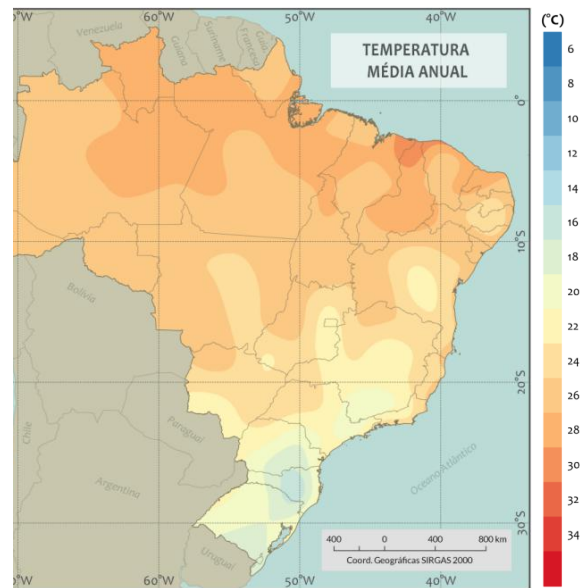
O mapa da Figura 5.3 mostra que, apesar de estar próxima da região semiárida da Bahia, o litoral de Candeias possui níveis de precipitação anuais elevadas, comparáveis com a região central do estado do Pará (1850 a 2050 mm ao ano). A temperatura média anual é de 26°C conforme mostrado na Figura 5.4.

Figura 5.3 – Mapa de precipitação anual no Brasil – INMET 2016.



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

Figura 5.4 – Mapa de temperatura média ambiente no Brasil – INMET 2016.



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

5.3 O CAMPO SOLAR

A tecnologia de calhas parabólicas foi escolhida por ser a mais difundida atualmente no mercado. Cerca de 68% das plantas CSP comerciais no mundo (THONIG; LILLIESTAM, 2022) possuem essa tecnologia compondo o campo solar. As calhas parabólicas têm como principal característica uma maior facilidade em ampliar a extensão do campo solar, utilizando o mesmo módulo de maneira uniforme e simétrica (TIAN; ZHAO, 2013). Adicionalmente, uma vez alinhado seu eixo ao norte, é possível realizar o rastreamento do sol pelos refletores utilizando sistemas de rasteio com somente um grau de liberdade, mais simples do que os utilizados nos discos parabólicos. Existe um sistema de bombeio do fluido térmico (HTF) dedicado para o campo solar, podendo controlar a vazão de fluido retirado do sistema de armazenamento e enviado aos absorvedores de acordo com a irradiância horária, de modo a manter as temperaturas dentro de limites operacionais. Tais características são consideradas nos cálculos de eficiência térmica e consumo elétrico do campo solar no modelo proposto.

A planta proposta está associada ao uso de bloco de potência de pequeno porte do tipo ORC, da ordem de 1 MW de potência nominal, que opera a baixas temperaturas (~350°C). Por isso, foi definido como fluido térmico do campo solar o óleo térmico DowTherm-A, que possui

aplicabilidade dentro da faixa de 15 °C a 400 °C (DOW CHEMICAL COMPANY, 2000) e ampla difusão no mercado.

Foram considerados os modelos de coletores solares (*Solar Collector Assembly, SCA*) do tipo SkyFuel SkyTrough com receptor de 80mm e absorvedores (*Heat Collector Element, HCE*) 2008 Schott PTR70 à vácuo, cujas características estão representadas na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3.

Tabela 5.2 – Características técnicas do coletor solar (SCA) da planta CSP proposta.

Modelo dos coletores solares (SCA)	Comprimento do SCA (L_{SCA}) (m)	Largura do SCA (w) (m)	Área de abertura do SCA (A_{SCA}) (m^2)	Comprimento focal médio (L_{f_SCA}) (m)	Fator de erro de rastreamento solar (η_{track})
SkyFuel SkyTrough	115	6	656	2,15	0,988
Fator de precisão da geometria (η_{geo})	Coeficiente F0 do IAM ⁹ ($F0_{IAM}$)	Coeficiente F1 do IAM ($F1_{IAM}$)	Coeficiente F2 do IAM ($F2_{IAM}$)	Fator de reflectância dos espelhos ($\eta_{reflect}$)	Fator de limpeza dos espelhos (η_{clean})
0,952	1	0,0327	- 0,1351	0,930	0,970

Fonte: (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., 2022).

Tabela 5.3 – Características técnicas do conjunto receptor (HCE) do campo solar da planta CSP proposta.

Modelo do conjunto receptor	Fator de sombreamento da junta de expansão (η_{bellow})	Fator de transmitividade do envelope (η_{trans_env})	Fator de absorção do absorvedor (η_{abs})	Fator de sujidade no envelope (η_{clean_env})	Perdas térmicas do receptor (Q_{HCE_loss}) (W/m)
80 mm 2008 Schott PTR70 a Vácuo	0,963	0,963	0,960	0,980	109,5

Fonte: (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., 2022).

⁹ O modificador do ângulo de incidência (*Incidence Angle Modifier – IAM*) é o fator de redução que considera o encurtamento da abertura do coletor, transmitância do envelope de vidro, absorção seletiva da superfície e quaisquer outras perdas que sejam uma função da posição solar.

5.4 O SISTEMA DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO

O TES escolhido é do tipo sistema direto de transferência de calor, no qual o HTF que sai a alta temperatura do campo solar é enviado diretamente para o tanque quente. Um sistema de bombeio dedicado ao TES controla a vazão de HTF que sai do tanque quente e passa pelo trocador de calor do bloco de potência. O controle da vazão de saída do TES está relacionado com a potência térmica requerida para geração de eletricidade. O fluido térmico, após trocar calor no bloco de potência, é então direcionado para o tanque frio.

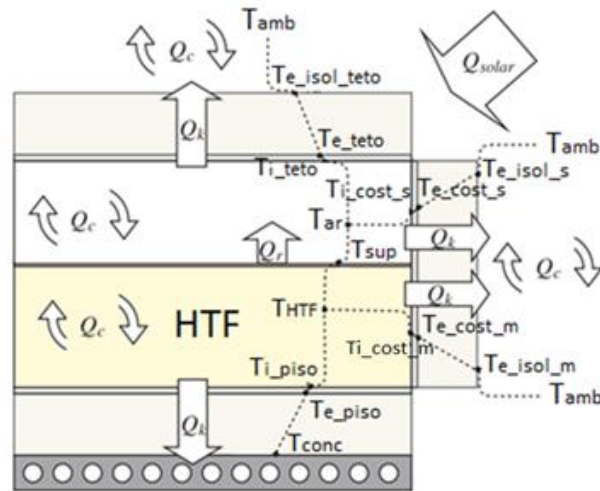
Nos momentos de menor irradiância solar, a vazão do sistema de bombeio do campo solar diminui, ficando menor do que o do TES e resultando na diminuição do nível do tanque quente. Esses momentos representam o descarregamento da reserva térmica para manter a geração de energia elétrica com potência estável. Já nos momentos de maior irradiância solar, a vazão através do campo solar passa a ser maior que a que deixa o tanque quente, fazendo com que o nível do tanque quente aumente e, conseqüentemente, a reserva térmica da planta seja incrementada.

A vantagem do sistema direto de armazenamento está associada à ausência de trocadores de calor entre TES e o campo solar, que representam pontos adicionais de ineficiência térmica. Dado ao pequeno porte da planta e a baixa temperatura operacional, entende-se como economicamente viável a utilização de somente um tipo de HTF, o óleo térmico.

5.4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS TANQUES QUANTO ÀS PERDAS TÉRMICAS

Para sustentar a pressão estática do material interno, os tanques são construídos com placas metálicas soldadas entre si em forma de cilindro. A cobertura pode ter diferentes configurações (triangular fixa, cúpula, móvel) de acordo com as necessidades de preservação do material interno. Externamente ao tanque, o material isolante é embalado com chapas metálicas leves (por exemplo, alumínio), adequadas para proteção contra intempéries. No piso, o isolamento normalmente fica contido em uma galeria sobre concreto ou alvenaria, onde o tanque é acomodado. Considerando o aspecto construtivo descrito, os mecanismos mais relevantes para a transferência de calor podem ser resumidos conforme ilustrado em Figura 5.5.

Figura 5.5 – Modelo físico dos mecanismos de transferência de calor em um tanque de armazenamento térmico.



Fonte: (ARAÚJO; MEDINA T., 2018) – Adaptado pelo autor.

O fluido de transferência de calor (HTF) no estado líquido, em contato com as paredes laterais e piso, troca calor por convecção (Q_c). Essas regiões são chamadas de úmidas. Como o fluido dentro do tanque nunca deve tocar o teto, sempre há uma massa gasosa (ar interno) acima da superfície do HTF que troca calor com ele. O volume ocupado pela massa gasosa muda à medida que o nível do fluido muda. O HTF trocará calor por radiação (Q_r) com as paredes secas e o telhado. A massa gasosa por sua vez troca calor por convecção com as áreas secas.

O calor recebido pelas chapas metálicas do tanque é transferido por condução (Q_k) ao longo do material isolante e da chapa metálica de fechamento. Finalmente, a superfície externa troca calor por radiação e convecção com o ar externo. A absorção de irradiação solar (Q_{solar}) pelas placas de fechamento de isolamento também é um fator que pode ser considerado neste sistema, pois influencia diretamente na temperatura dessas superfícies.

Dependendo da temperatura de operação do fluido interno, é comum existir sistemas de resfriamento do concreto da base do tanque, de modo a não comprometer suas propriedades mecânicas em altas temperaturas. Assim, a temperatura do concreto (T_{conc}) é controlada e pode ser diferente da temperatura ambiente (T_{amb}), representando uma segunda ramificação no circuito térmico do tanque. As variáveis T indicadas na Figura 5.5 indicam as temperaturas nos respectivos locais indicados, de modo que os subscritos i significam interno, e externo, m para molhado e s para seco.

5.5 O BLOCO DE POTÊNCIA

No modelo proposto, o bloco de potência é representado por modelos *surrogate* que estimam o custo específico e a eficiência da geração de energia elétrica a partir da potência térmica fornecida e das respectivas temperaturas de entrada e saída do fluido térmico no trocador de calor que transfere energia para o bloco de potência. Os resultados do bloco de potência incorporam a operação do trocador de calor que recebe energia térmica do HTF, além de todos os demais componentes do sistema ORC. A potência elétrica do bloco de potência é calculada a partir da potência térmica fornecida e da eficiência estimada para o bloco de potência pelo modelo *surrogate*.

O modelo *surrogate* proposto foi adaptado do trabalho desenvolvido pelo grupo do Lab-Cate. O banco de dados criado pelo grupo, validado utilizando o software comercial Thermo-flex, foi utilizado como dados de entrada para treinamento do modelo. O trabalho original está descrito em relatório técnico (JÚNIOR et al., 2021a) e artigo publicado (VILASBOAS et al., 2021). A Tabela 5.4 indica as configurações de ORC utilizadas para o modelo proposto.

Tabela 5.4 – Configurações dos ORCs para cálculo da eficiência e custo específico do bloco de potência.

Configuração	Fluido Térmico	Fluido de Trabalho (22 tipos)
ORC básico ou subcrítico		Amônia
		D4
		R134A
		R245FA
		R1233ZDE
ORC subcrítico com recuperador	Dowtherm A	SES36
		Amônia
		D4
		R134A
		R245FA
ORC supercrítico		R1233ZDE
		SES36
		D4
		R134A
		R245FA
ORC supercrítico com recuperador		R1233ZDE
		SES36
		D4
		R134A
		R245FA
		SES36

Fonte: Autoria própria (2022).

6 METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA PLANTA ESCOLHIDA

Para realização do estudo de viabilidade técnico-econômica de uma planta CSP, a primeira etapa realizada foi o dimensionamento dos componentes da planta para atendimento da demanda final. As principais variáveis associadas ao dimensionamento de uma planta CSP são a área de abertura total do campo solar e a capacidade térmica total do TES. A partir dessas variáveis, é possível calcular a energia total absorvida pela planta e sua autonomia quando instalada em um local específico. Esse trabalho propõe uma metodologia para dimensionamento da planta CSP com base no período típico que representa as condições climáticas do local, de modo a manter a planta operando com potência elétrica constante.

Primeiramente, será apresentada a metodologia para determinação dos períodos típicos de Candeias, Bahia, se limitando ao ano típico e dia típico. Em seguida, será apresentada o embasamento teórico utilizado para modelar o campo solar e, assim, propor a metodologia para dimensionamento da planta CSP para essas duas representações climáticas. Por fim, com base no mesmo modelo teórico, serão apresentadas as ferramentas para simulação da operação da planta dimensionada dentro de todo histórico climático da região, de modo a comprovar os resultados obtidos para a análise econômica.

Dentro da modelagem da planta CSP, foi utilizado o modelo *surrogate* desenvolvido para estimar as perdas térmicas do TES, desprezando as perdas térmicas nas tubulações e sistemas de bombeio. O intuito foi reduzir o tempo de máquina que seria necessário para o cálculo de todos os mecanismos de transferência de calor em tanques. Um modelo *surrogate* também foi utilizado para o bloco de potência durante a rotina de dimensionamento da planta. O código seleciona a configuração mais eficiente dentre 22 modelos de ORC previamente treinados. Cada modelo possui configurações diferentes quanto ao ciclo termodinâmico e os fluidos de trabalho. Todos esses modelos de ORC foram calculados para temperaturas entre 60 e 350°C e taxa de transferência entre 100 e 50.000 kW_t.

Todos os cálculos foram desenvolvidos em MATLAB® considerando os balanços de energia e massa em regime estacionário a cada hora, desconsiderando variações de energia cinética e potencial.

6.1 DETERMINAÇÃO DOS PERÍODOS TÍPICOS

Para a determinação dos períodos típicos na região de Candeias, Bahia, foi necessária a utilização do método Sandia em um período total de 23 anos de dados climáticos (de 1998 a 2021). Os períodos típicos podem ser representações anuais, sazonais, mensais, semanais ou até mesmo diárias das variáveis climática do local. Nesse trabalho, foram utilizadas somente o dia típico e ano típico.

Para construção do ano típico, dentre os 23 anos de dados climáticos disponíveis, o método de Sandia realiza a concatenação de meses de janeiro a dezembro, de anos distintos ou não, de forma a compor um ano que melhor represente estatisticamente as variáveis climáticas dentro do período total. Avaliando graficamente, a melhor representação típica terá a curva de distribuição estatística da variável climática similar à curva do período total. A variável climática utilizada foi a irradiação direta. A função estatística avaliada foi a de Finkesltein-Schafer, modificada conforme a equação (1), na qual CDF_P é a função de distribuição acumulada a longo prazo da variável que se deseja representar e CDF_A o valor da CDF do candidato a representante. Os dados climáticos de irradiação direta foram retirados do repositório *NREL National Solar Radiation Database* (NSRDB) (SENGUPTA et al., 2018).

$$FS_k = |CDF_P - CDF_A| \quad (1)$$

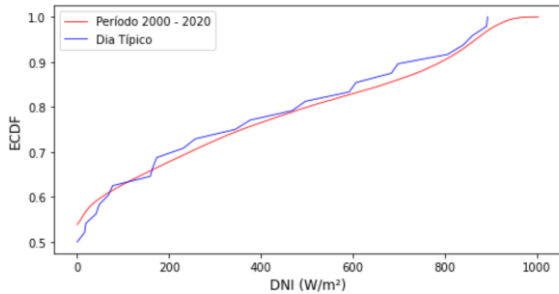
Analogamente, a determinação do dia típico avalia o dia, dentro do período avaliado, que possua uma curva CDF da irradiação direta que melhor se aproxime da curva CDF do período total. Assim, os resultados do ano típico e dia típico de Candeias foram considerados conforme indicado na Tabela 6.1, Figura 6.1, Figura 6.2, Tabela 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4, respectivamente.

Tabela 6.1 – Composição do dia típico de Candeias, Bahia.

	Dia	Mês	Ano
Candeias	2	11	2003

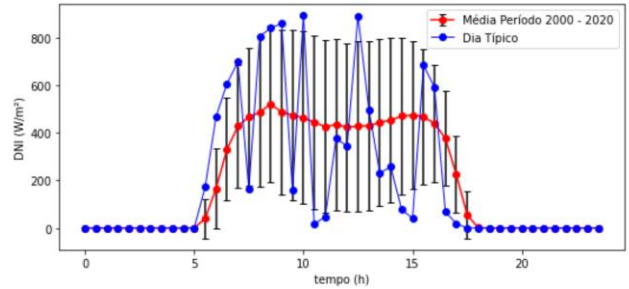
Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

Figura 6.1 – Função de distribuição acumulada empírica: período vs dia típico – Candeias, Bahia.



Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

Figura 6.2 – Irradiação direta normal: média no período vs dia típico – Candeias, Bahia.



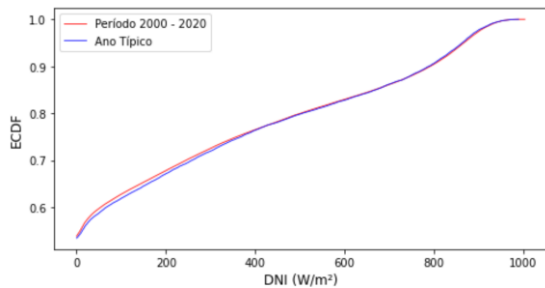
Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

Tabela 6.2 – Composição do ano típico de Candeias, Bahia.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Candeias	2017	2011	2002	2004	2000	2008	2016	2002	2009	2008	2018	2006

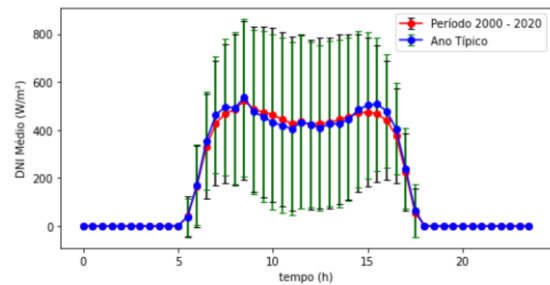
Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

Figura 6.3 – Função de distribuição acumulada empírica: período vs ano típico – Candeias, Bahia.



Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

Figura 6.4 – Irradiação direta normal: média no período vs ano típico – Candeias, Bahia.



Fonte: (JÚNIOR et al., 2021b).

A Figura 6.2 indica que o dia típico escolhido possui valores de radiação direta horaria com probabilidades de ocorrência similares aos valores observados no período completo. Contudo, o dia escolhido resultou em valores com dispersão maiores que os valores de desvio padrão observados no período completo, diferente do que foi observado para o ano típico (Figura 6.4).

6.2 MODELAGEM DO CAMPO SOLAR

Na modelagem do campo solar, a eficiência do campo solar, para cada hora do dia, é calculada conforme a equação (2), onde η_{opt_CS} representa a eficiência ótica do conjunto de coletores e absorvedores solares, η_{IAM} a eficiência de absorção da radiação direta em função de erros de posicionamento dos coletores solares, η_{SCA_shadow} a eficiência relacionada a perda por sombreamento dos coletores solares adjacentes, Q_{HCE_loss} a perda térmica linear dos receptores solares, w a largura os coletores solares e I_{dir} a irradiância solar direta.

$$\eta_{CS} = \left(\eta_{opt_{CS}} \cdot \eta_{IAM} \cdot \eta_{SCA_{shadow}} \right) - \frac{\left(\frac{Q_{HCE_{loss}}}{w} \right)}{I_{dir}} \quad (2)$$

Os fatores de perda η_{track} , η_{geo} , $\eta_{reflect}$ e η_{clean} , representam as perdas constantes associadas ao modelo do coletor solar, referentes aos erros de rastreamento do sol, imprecisões da geometria dos espelhos, grau de reflectância e sujeira dos espelhos, respectivamente. As perdas associadas ao sombreamento das extremidades dos coletores (η_{end_loss}) foi assumida como fixa e igual a 0,99, por critério de simplificação. Os fatores η_{bellow} , η_{trans_env} , η_{absorv} e η_{clean_env} representam os fatores de perda associados aos absorvedores. Assim, a equação (3) descreve o cálculo da eficiência ótica (η_{opt_CS}) do modelo de coletores e absorvedores utilizado.

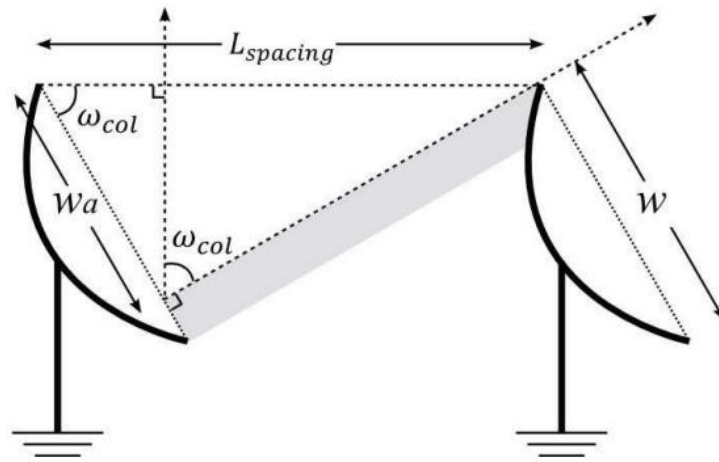
$$\eta_{opt_CS} = \left(\eta_{track} \cdot \eta_{geo} \cdot \eta_{reflect} \cdot \eta_{clean} \cdot \eta_{bellow} \cdot \eta_{trans_env} \cdot \eta_{absorv} \cdot \eta_{clean_env} \cdot \eta_{end_loss} \right) \quad (3)$$

Os coeficientes do IAM são componentes da equação empírica que representam as componentes de tais perdas em função do ângulo entre a normal dos coletores e a incidência dos raios do sol (θ) (WAGNER; GILMAN, 2011), conforme expressa pela equação (4).

$$\eta_{IAM} = F0_{IAM} + F1_{IAM} \cdot \frac{\theta}{\cos \theta} + F2_{IAM} \cdot \frac{\theta^2}{\cos \theta} \quad (4)$$

Durantes as primeiras horas de incidência solar e as últimas horas do pôr do sol, o ângulo de rastreamento dos coletores (ω_{col}) em relação à normal do solo é relativamente alto, fazendo com que as fileiras de coletores façam sombra nas fileiras adjacentes, conforme ilustrado na Figura 6.5. Assim, as perdas associadas ao sombreamento dos coletores nesses períodos são expressas pela equação (5).

Figura 6.5 – Sombreamento entre coletores solares em função do ângulo de rastreo.



Fonte: (WAGNER; GILMAN, 2011).

$$\eta_{SCA_shadow} = \frac{w_a}{w} = \frac{|\cos(\omega_{col})| \cdot L_{spacing}}{w} \quad (5)$$

A disposição do campo solar considera que o eixo dos coletores esteja alinhado com o norte, possuindo espaçamento entre os conjuntos SCA ($L_{spacing}$) de 15 m.

Além das perdas descritas acima, o conjunto de absorvedores possui perdas térmicas (Q_{HCE_loss}) associadas às imperfeições no envelope e que são função da irradiação solar direta (I_{dir}) do momento, impactando na eficiência térmica final do campo solar.

As temperaturas mínimas e máximas do campo solar adotadas foram de 256°C e 350°C, respectivamente, consideradas comuns para as plantas com tecnologia de calhas parabólicas e respeitando os limites dos sistemas ORC modelados.

6.3 DIMENSIONAMENTO DO BLOCO DE POTÊNCIA PARA ATENDIMENTO À DEMANDA

A potência nominal de geração da planta CSP (P_{PB}) é calculada por meio da equação (6), na qual P_{med} é a maior potência média de consumo mensal da termelétrica, f_{pico} é o fator de pico de potência, P_{parCS} é a potência de perdas parasíticas associadas à operação do campo

solar, P_{parPB} é a potência de perdas parasíticas associadas à operação do bloco de potência e $Q_{TES_{loss}}$ a potência elétrica necessária para compensar as perdas térmicas do TES. Nesse trabalho foi utilizado um f_{pico} igual a 1,20, o que é considerado como boa prática na indústria para dimensionamento de moto geradores de pequeno porte.

$$P_{PB} = P_{med} \cdot f_{pico} + P_{parCS} + P_{parPB} + Q_{TES_{loss}} \quad (6)$$

As perdas parasíticas são representadas pelo consumo do sistema de bombas do campo solar (p_{bCS}) e do TES (p_{bTES}), pelo consumo do sistema de rastreamento solar (p_{dSCA}) e por um consumo fixo para a disponibilidade do bloco de potência (p_{PBfix}). As variáveis p_{bCS} e p_{dSCA} representam os consumos unitários em função da área de abertura do campo solar (A_{CS}), expresso em MW_e/m^2 , e p_{bTES} e p_{PBfix} os consumos unitários em função da potência bruta de geração pelo bloco de potência, expresso em MW_e/MW_e . Assim, P_{parCS} e P_{parPB} são expressos conforme indicado pelas equações (7) e (8).

$$P_{parCS} = (p_{bCS} + p_{dSCA}) \cdot A_{CS} \quad (7)$$

$$P_{parPB} = (p_{PBfix} + p_{bTES}) \cdot P_{PB} \quad (8)$$

Substituindo as equações (7) e (8) na equação (6), é possível expressar P_{PB} em função dos consumos unitários, conforme indicado na equação (9).

$$P_{PB} = \frac{P_{med} \cdot f_{pico} + (p_{bCS} + p_{dSCA}) \cdot A_{CS} + Q_{TES_{loss}}}{1 - (p_{PBfix} + p_{bTES})} \quad (9)$$

A Tabela 6.3 indica os valores usados para os consumos unitários extraídos do banco de dados do SAM.

Tabela 6.3 – Consumos unitários adotados para as perdas parasíticas na operação do campo solar e do bloco de potência.

p_{bCS} [MW_e/m^2]	p_{dSCA} [MW_e/m^2]	p_{bTES} [MW_e/MW_e]	p_{PBfix} [MW_e/MW_e]
1.5990e-06	1.2502e-07	7.0000e-3	9.0000e-3

Fonte: (SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM., 2022).

6.4 DIMENSIONAMENTO DA PLANTA CSP PARA UM DIA TÍPICO

Os principais parâmetros de projeto adotados para determinar o tamanho da planta CSP são a área de abertura do campo solar (A_{CS}) e a capacidade térmica do TES (CT). A Figura 6.6 ilustra as etapas simplificadas da metodologia utilizada para calcular esses parâmetros, com o objetivo de encontrar valores que atendam uma demanda elétrica constante, de acordo com as características do dia típico do local. O fluxograma da Figura 6.7 detalha a metodologia destacando os dados de entrada, as etapas de cálculo e os processos iterativos usados.

Para cada iteração para cálculo da área de abertura do campo solar (A_{CS}^i), são calculados o calor absorvido pelo campo solar em cada hora (Q_{CS}^h) e o calor total a ser transferido ao bloco de potência (Q_{transf_PB}) para suprimento da demanda de eletricidade. O calor absorvido pelo campo solar é calculado para cada hora do dia de acordo com a equação (10), variando com a radiação direta local.

$$Q_{CS} = \eta_{CS} \cdot A_{CS} \cdot I_{dir} \quad (10)$$

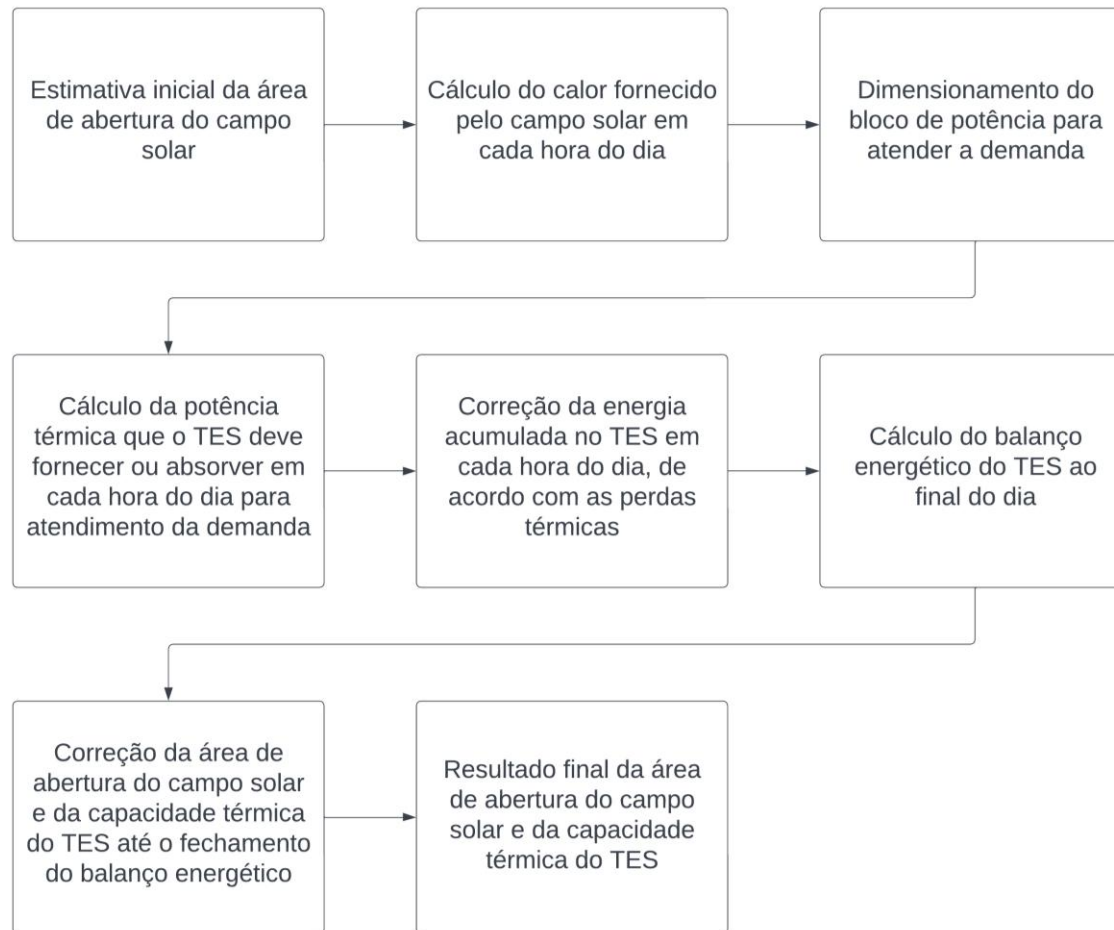
A eficiência do campo solar (η_{CS}) é obtida através da equação (2). Contudo, por critérios de simplificação, as perdas associadas ao IAM e sombreamento entre coletores só foi considerado no modelo de simulação operacional da planta CSP (sessão 6.6) e não no dimensionamento.

Com o valor de A_{CS} , é possível estimar as perdas parasíticas do campo solar (equação (7)) e, juntamente com a demanda elétrica necessária, calcular a potência nominal do bloco de potência P_{PB} (equação (9)). A eficiência do ORC é utilizada para o cálculo do calor total necessário a ser transferido ao bloco de potência por meio da equação (11).

$$Q_{transf_PB} = P_{PB} / \eta_{PB} \quad (11)$$

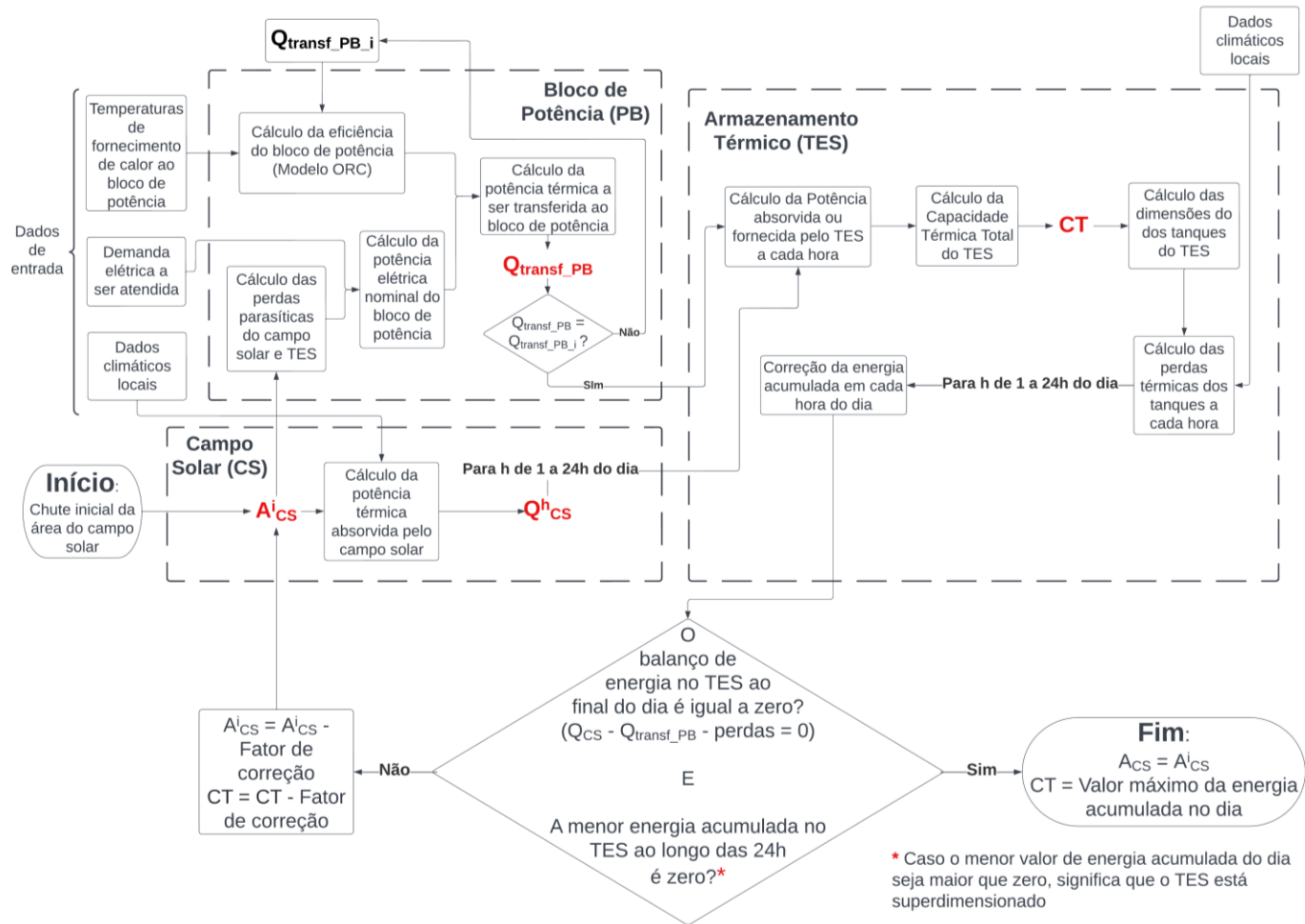
O valor de Q_{transf_PB} é também utilizado como dado de entrada no modelo *surrogate* do bloco de potência para estimar a eficiência do ORC. Assim, Q_{transf_PB} é calculado inicialmente por meio da equação (10), a partir dos valores de maior eficiência do campo solar (eficiência ótica η_{opt_CS}) e a maior irradiação solar do dia (I_{dir}), seguindo por cálculo iterativo até a convergência dos resultados.

Figura 6.6 – Fluxo de trabalho simplificado da metodologia de dimensionamento da área de abertura do campo solar e capacidade térmica para um dia típico.



Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 6.7 – Fluxograma detalhado da metodologia para dimensionamento da área de abertura do campo solar e capacidade térmica para um dia típico.



Fonte: Autoria própria (2022).

A diferença entre o calor total necessário e o calor fornecido pelo campo solar determina a potência fornecida ou armazenada pelo TES (Q_{TES}), a depender da intensidade da radiação direta em cada hora. A equação (12) mostra essa relação, na qual, quando Q_{TES} for positivo, o TES estará descarregando energia térmica para o ciclo e, quando Q_{TES} for negativo, o TES estará acumulando energia térmica.

$$Q_{TES} = Q_{transf_PB} - Q_{CS} \quad (12)$$

A energia total que foi fornecida no dia para manter o fornecimento de calor determinará a CT^i do TES e o dimensional dos tanques necessários para sustentar o ciclo. Com esses dados, o calor perdido pelos tanques para o ambiente é estimado pelo modelo *surrogate* e a energia armazenada em cada hora do dia é corrigida.

O balanço de energia total do TES ($E_{balanço_TES}$), calculado como sendo a energia total fornecida, armazenada e perdida pelos tanques, deve ser nulo. O menor valor da energia armazenada (EA) ao longo do dia também deve ser igual a zero, caso contrário representaria um superdimensionamento dos tanques e campo solar. Assim, fatores de correção são aplicados às variáveis A_{CS}^i e CT^i , em cada iteração, até a condição de convergência ($E_{balanço_TES} < 1E-7$), conforme mostrado nas equações (13) e (14).

$$A_{CS}^{i+1} = A_{CS}^i + E_{balanço_TES} / \sum_{h=1}^{24} (\eta_{CS}^h \cdot I_{dir}^h) \quad (13)$$

$$CT^{i+1} = CT^i - \min(EA) \quad (14)$$

A equação (13) considera que a correção na energia fornecida pelo campo solar, realizada através da correção da área de abertura do campo solar ($A_{CS}^{i+1} - A_{CS}^i$), deve ser de tal forma que $E_{balanço_TES}$ seja igual a zero. Analogamente, a correção é feita para o CT até que EA seja nulo (equação (14)).

Os registros horários de radiação direta e temperatura ambiente do dia típico de Candeias foram retirados do NSRDB (*National Solar Radiation Database*).

6.5 DIMENSIONAMENTO PARA PERÍODOS MAIORES QUE O DIA TÍPICO

A metodologia de dimensionamento da planta CSP descrita para o dia típico (sessão 6.4) pode não convergir quando aplicada em casos de períodos típicos maiores que um dia. Isso se deve à possibilidade de quedas bruscas no perfil da irradiação direta de um dia para o outro, o que pode resultar em um balanço de energia do TES ($E_{\text{balanço_TES}}$) diferente de zero. Nesse caso, calculam-se os valores de A_{CS} e CT para cada dia, de acordo com a rotina proposta na Figura 6.7.

A partir dos resultados obtidos, o critério para obter o dimensionamento final de A_{CS} é igualar toda energia solar concentrada disponível e absorvida pelos concentradores (E_D) (equação (15)) à energia térmica necessária para suprir a demanda (E_N) (equação (16)). É possível encontrar A_{CS} conforme equação (17), na qual η_{CS}^h representa a eficiência do campo solar em cada hora; I_{dir}^h a radiação direta horária; $Q_{transf_PB}^h$ o calor horário transferido ao PB; Q_{perdas}^h o calor horário perdido pelos tanques e n os números de dias do período avaliado. Ou seja, obtém-se um valor médio.

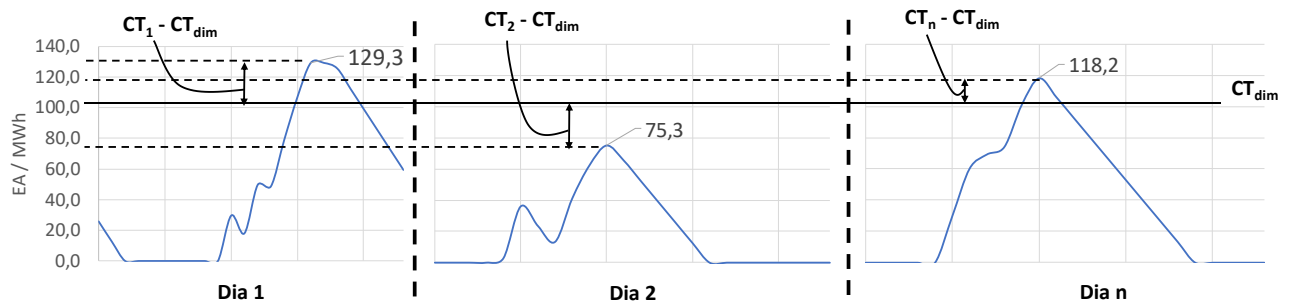
$$E_D = A_{CS} \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} \eta_{CS}^h \cdot I_{dir}^h \quad (15)$$

$$E_N = \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} Q_{transf_PB}^h + \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} Q_{perdas}^h \quad (16)$$

$$A_{CS} = \frac{\sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} (Q_{transf_PB}^h + Q_{perdas}^h)}{\sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} \eta_{CS}^h \cdot I_{dir}^h} \quad (17)$$

Os valores de CT para cada dia (CT_d) estará de acordo com a disponibilidade diária de energia solar. Considerando o dimensionamento ótimo que atenda as diferentes necessidades de energia armazenada como CT_{dim} , o resultado que minimiza as diferenças ($CT_d - CT_{dim}$) é, por definição, a média dos resultados de CT, conforme ilustrado na Figura 6.8.

Figura 6.8 – Representação gráfica do valor CT_{dim} para minimizar a diferença ($CT_d - CT_{dim}$).



Fonte: Autoria própria (2022).

Os dias que não resultam em convergência dos resultados são expurgados. Nesses casos, os valores finais de A_{CS} e CT_{dim} podem resultar em uma configuração de planta heliotérmica que não atenda 100% da demanda de eletricidade. O percentual da demanda não atendida é suprido pela rede local.

6.6 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS *SURROGATE*

6.6.1 PERDA TÉRMICA DO TES

O modelo *surrogate* de perdas térmicas do TES foi gerado a partir de um conjunto de dados composto por resultados de cálculos analíticos de perda de calor para um tanque de armazenamento térmico.

6.6.1.1. MODELO ANALÍTICO

Para calcular as perdas de calor do tanque para o meio ambiente, os sistemas de aquecimento interno foram desconsiderados e algumas hipóteses foram assumidas conforme indicado na Tabela 6.4. Considerando que a redução de temperatura decorrente da perda de calor do tanque é da ordem de apenas 5°C por dia aproximadamente (ARAÚJO; MEDINA T., 2018; ZAVERSKY et al., 2013), a perda de calor ao longo do tempo pode ser avaliada como uma taxa de transferência de calor constante, ou seja, a redução na taxa de transferência de calor ao longo do dia, devido ao resfriamento do fluido, foi desprezada.

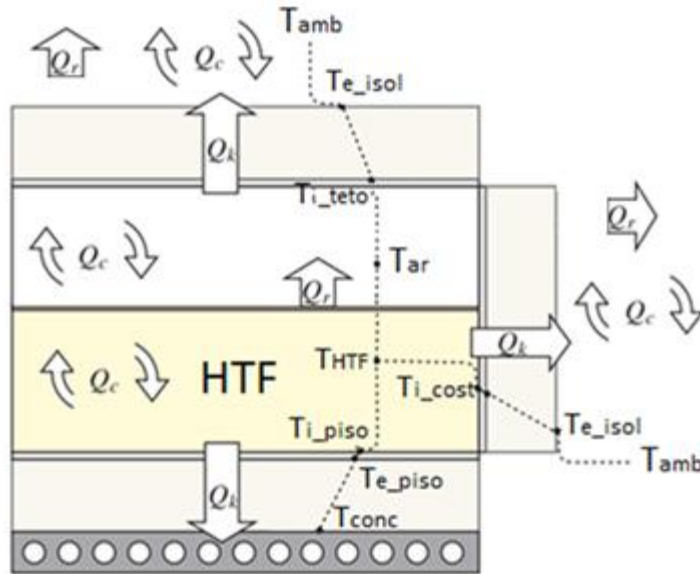
Tabela 6.4 – Hipóteses adotadas para os cálculos de transferência de calor dentre de um tanque de armazenamento.

Hipótese	Equações
A massa gasosa é consideravelmente menor que a massa do HTF, resultando em uma elevação rápida da temperatura da massa gasosa até a temperatura do HTF.	$T_{ar} = T_{HTF}$
A espessura da película de superfície do HTF é pequena ou inexistente, resultando em uma resistência térmica desprezível	$T_{sup} = T_{HTF}$
A resistência térmica da chapa de aço é desprezível, resultando em temperaturas uniformes em toda a extensão das espessuras das chapas	$T_{i_cost_m} = T_{i_cost_s} = T_{e_cost_m} = T_{e_cost_s} = T_{i_cost} = T_{e_cost} = T_{i_teto}$ $= T_{e_teto}$ $T_{i_piso} = T_{e_piso}$ $T_{e_isol_m} = T_{e_isol_s} = T_{e_isol_teto} = T_{e_isol}$
A resistência térmica da chapa de fechamento do isolamento térmico é desprezível e sua temperatura é igual à temperatura externa do isolamento térmico	T_{e_isol}
A temperatura do concreto é mantida a 90 °C devido ao sistema de arrefecimento (ZAVERSKY et al., 2013) sempre que a temperatura do HTF estiver acima de 90 °C.	$T_{conc} \leq 90^{\circ}C$
Considerando a uniformidade de temperatura nas chapas, considera-se que não há transferência de calor entre o costado e o piso	$Q_{cost - piso} \approx 0$
O coeficiente de transferência térmica por convecção e radiação entre o ar interno e o costado é significativamente menor que o coeficiente convectivo entre o HTF e o costado, tornando a transferência de calor do ar interno para o costado desprezível	$h_{ar-cost} \ll h_{HTF-cost}$ $Q_{ar - cost} \approx 0$

Fonte: Autoria própria (2022).

Como resultado da aplicação das hipóteses, o modelo simplificado ilustrado na Figura 6.9 foi utilizado para calcular os valores de calor perdido necessários para desenvolvimento do *surrogate*.

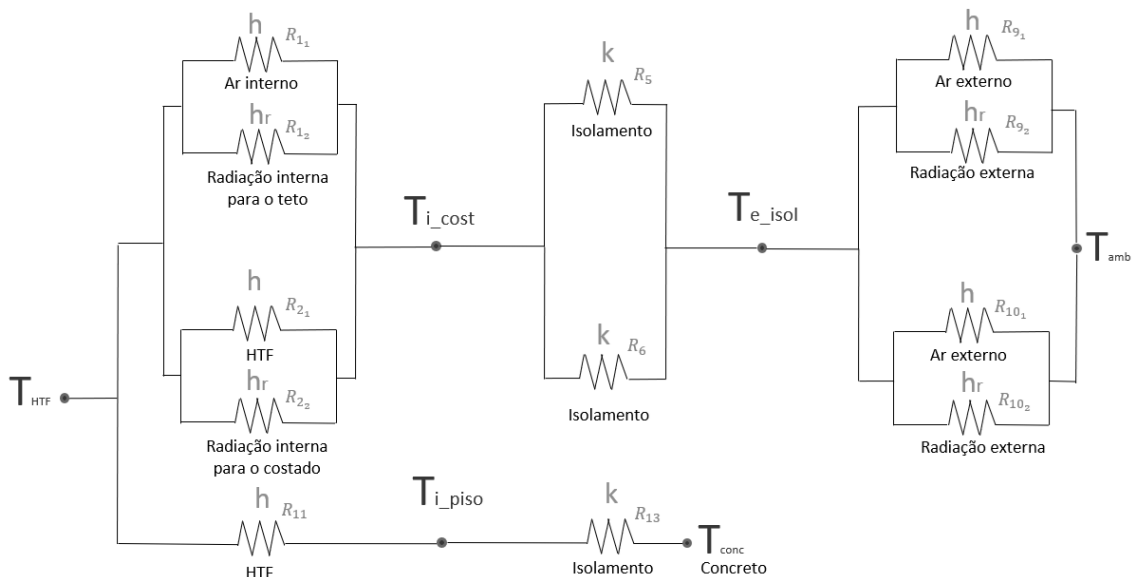
Figura 6.9 – Modelo físico simplificado dos mecanismos de transferência de calor em um tanque de armazenamento térmico.



Fonte: (ARAÚJO; MEDINA T., 2018) – Adaptado pelo autor.

O modelo físico simplificado pode ser representado pelo esquema térmico de resistências, conforme indicado na Figura 6.10. As variáveis h , h_r , e k representam os coeficientes de troca térmica por convecção, radiação e condução, respectivamente, entre os corpos.

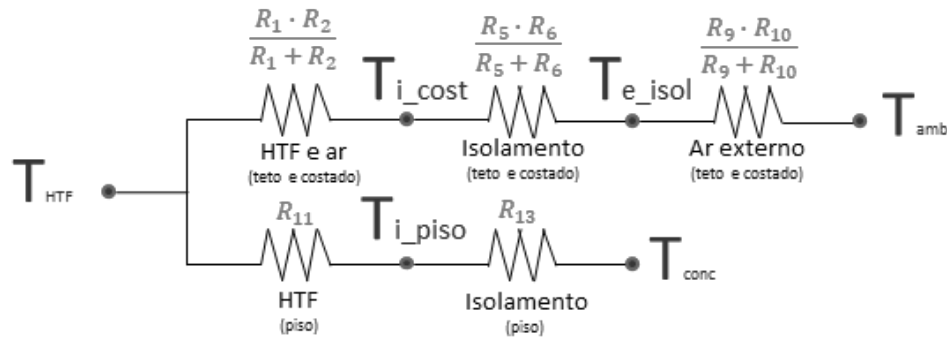
Figura 6.10 – Circuito térmico para o modelo proposto de perda térmica em tanques de armazenamento.



Fonte: Autoria própria (2022).

As variáveis R indicam as resistências térmicas dos respectivos locais, conforme indicados na Tabela 6.5. Seus subscritos representam números de identificação, pois as resistências térmicas foram sendo listadas sequencialmente no modelo físico antes da simplificação. As resistências equivalentes simplificam o circuito térmico, resultando na Figura 6.11.

Figura 6.11 – Circuito térmico equivalente para o modelo de perda térmica em tanques de armazenamento.



Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 6.5 – Equações de resistência térmica aplicadas aos mecanismos de transferência de calor do tanque.

Equação da resistência térmica	Equação da resistência térmica equivalente	Descrição do mecanismo de perda térmica pelo HTF
$R_{1_1} = \frac{1}{h_{teto} \cdot A_{teto}}$	$R_1 = \frac{R_{1_1} \cdot R_{1_2}}{R_{1_1} + R_{1_2}}$	Convecção do ar interno e radiação para o telhado
$R_{1_2} = \frac{1}{\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{HTF} + T_{i_cost}) (T_{HTF}^2 + T_{i_cost}^2) \cdot A_{teto}}$		
$R_{2_1} = \frac{1}{h_{cost} \cdot A_{cost_m}}$	$R_2 = \frac{R_{2_1} \cdot R_{2_2}}{R_{2_1} + R_{2_2}}$	Convecção nas paredes molhadas e radiação nas paredes secas
$R_{2_2} = \frac{1}{\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{HTF} + T_{i_cost}) (T_{HTF}^2 + T_{i_cost}^2) \cdot A_{cost_s}}$		
$R_5 = \frac{e_{isol}}{k_{isol} \cdot A_{isol}}$		Condução pelo isolamento térmico do telhado
$R_6 = \frac{\ln\left(\frac{re}{ri}\right)}{2\pi \cdot k_{isol} \cdot l_{HTF}}$		Condução pelo isolamento térmico do costado
$R_{9_1} = \frac{1}{h_{ch_fech} \cdot A_{teto}}$	$R_9 = \frac{R_{9_1} \cdot R_{9_2}}{R_{9_1} + R_{9_2}}$	Convecção do ar externo do

$R_{9_2} = \frac{1}{\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{isol} + T_{amb})(T_{isol}^2 + T_{amb}^2)} \cdot A_{teto}$		telhado e radiação para o ambiente
$R_{10_1} = \frac{1}{h_{ch_fech} \cdot A_{cost}}$		Convecção do ar externo da parede e radiação para o ambiente
$R_{10_2} = \frac{1}{\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{isol} + T_{amb})(T_{isol}^2 + T_{amb}^2)} \cdot A_{cost}$	$R_{10} = \frac{R_{10_1} \cdot R_{10_2}}{R_{10_1} + R_{10_2}}$	Convecção no piso
$R_{11} = \frac{1}{h_{piso} \cdot A_{piso}}$		Condução pelo isolamento térmico do piso
$R_{13} = \frac{e_{isol}}{k_{isol} \cdot A_{isol}}$		

Fonte: Autoria própria (2022).

As variáveis “h” representam os coeficientes de troca térmica convectiva entre os respectivos corpos; “A” representa a área de troca térmica; “ε” representa a emissividade do HTF; “σ” representa a constante de Stefan-Boltzmann ($5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$) para cálculo da radiação emitida por um corpo; “e” representa a espessura do material; “k” representa o coeficiente de condutividade térmica do material; “re” e “ri” representam o raio externo e interno, respectivamente, da região de troca térmica e “l” a altura da coluna de HTF presente no tanque. Os subscritos indicam as respectivas superfícies às quais as variáveis se aplicam. Com o intuito de se avaliar a máxima contribuição das resistências à radiação, foi considerado o valor fixo de 0,99 como emissividade do HTF.

Para o cálculo das áreas de transferência de calor do modelo adotado, foi levada em consideração a espessura da chapa de aço estrutural do tanque, assim como a da chapa de fechamento externo do isolamento térmico. Foram adotados valores fixos para o modelo com base na ABNT NBR 7821 (ABNT, 1983), sendo: 0,008 m, 0,0125 m, 0,009 m e 0,0008 m referente à chapas do costado, teto, piso e fechamento externo, respectivamente.

A Tabela 6.6 resume as equações utilizadas para o cálculo dos coeficientes de troca térmica convectivos.

Tabela 6.6 – Equações adotadas para os cálculos dos coeficientes de transferência de calor por convecção.

Descrição do local de atuação da convecção	Equações usadas para cálculo do coeficiente de convecção (HOLMAN, 2008)
Coeficiente convectivo entre o HTF e costado do tanque	$Gr_{L_{HTF}} = g\beta_{HTF}(T_{HTF} - T_{i_{cost}})L_{HTF}^3/\nu_{HTF}^2$ $Pr_{HTF} = Cp_{HTF} \nu_{HTF} / k_{HTF}$ <p>Considerando que, nesse caso, a condição $Gr \cdot Pr > 10^9$ se mantém:</p> $Nu_{HTF} = \left(0,825 + \frac{\left(0,387 \cdot (Gr_{L_{HTF}} Pr_{HTF})^{\frac{1}{6}} \right)}{\left(\left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr_{HTF}} \right)^{\frac{9}{16}} \right)^{\frac{8}{27}} \right)} \right)^2$ $h_{HTF} = k_{HTF} Nu_{HTF} / L_{HTF}$
Coeficiente convectivo entre o ar interno e teto do tanque	<p>Considerando a troca térmica em um plano horizontal:</p> $h_{ar_i_teto} = 1,24(T_{HTF} - T_{i_{cost}})^{\frac{1}{3}}$
Coeficiente convectivo entre o ar externo e a lateral do tanque	<p>Considerando a troca térmica em um plano vertical:</p> $h_{ar_e_cost} = 1,31(T_{e_isol} - T_{amb})^{\frac{1}{3}}$
Coeficiente convectivo entre o ar externo e teto do tanque	<p>Considerando a troca térmica em um plano horizontal:</p> $h_{ar_e_teto} = 1,24(T_{e_isol} - T_{amb})^{\frac{1}{3}}$
Coeficiente convectivo entre o HTF e piso do tanque	$Gr_{D_{HTF}} = g\beta_{HTF}(T_{HTF} - T_{i_{piso}})D_{TES}^3/\nu_{HTF}^2$ $Pr_{HTF} = Cp_{HTF} \nu_{HTF} / k_{HTF}$ <p>Considerando que, nesse caso, a condição $Gr \cdot Pr > 10^9$ se mantém:</p> $Nu_{HTF_piso} = \left(0,825 + \frac{\left(0,387 \cdot (Gr_{D_{HTF}} Pr_{HTF})^{\frac{1}{6}} \right)}{\left(\left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr_{HTF}} \right)^{\frac{9}{16}} \right)^{\frac{8}{27}} \right)} \right)^2$ $h_{HTF_piso} = k_{HTF} Nu_{HTF_piso} / D_{TES}$

Fonte: Autoria própria (2022).

Todas as propriedades físicas dos materiais e fluidos foram calculadas com base em tabelas termodinâmicas importadas para o MATLAB, utilizando a temperatura média das respectivas regiões.

Os valores que indicam o calor perdido pelo costado, teto e piso do tanque podem ser encontrados por meio da resolução do sistema de equações não-lineares indicadas nas equações de (18) a (22), onde Q_1 indica o calor perdido pelo costado e teto e Q_2 o calor perdido pelo piso. O calor perdido total do tanque é expresso por Q_{loss} , sendo o somatório de Q_1 e Q_2 , conforme indicado na equação (23).

$$Q_1 = \frac{(T_{HTF} - T_{i_cost})}{\frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}} \quad (18)$$

$$Q_1 = \frac{(T_{i_cost} - T_{isol})}{\frac{R_5 \cdot R_6}{R_5 + R_6}} \quad (19)$$

$$Q_1 = \frac{(T_{isol} - T_{amb})}{\frac{R_9 \cdot R_{10}}{R_9 + R_{10}}} \quad (20)$$

$$Q_2 = \frac{(T_{HTF} - T_{i_piso})}{R_{11}} \quad (21)$$

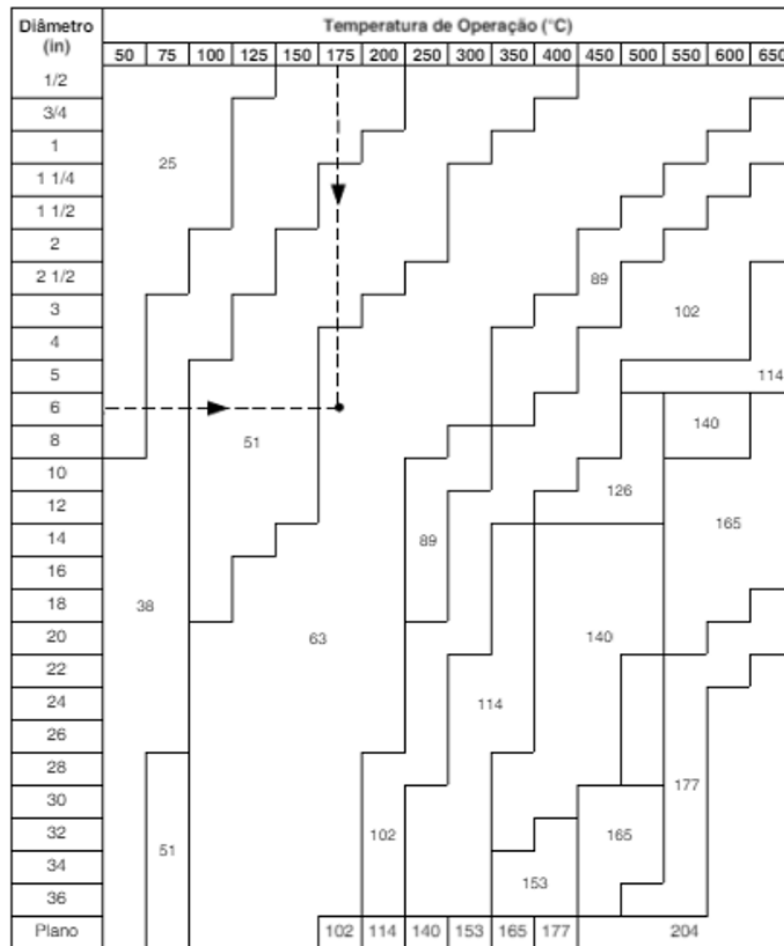
$$Q_2 = \frac{(T_{i_piso} - T_{conc})}{R_{13}} \quad (22)$$

$$Q_{loss} = Q_1 + Q_2 \quad (23)$$

6.6.1.2. MODELO ECONÔMICO DO ISOLAMENTO TÉRMICO DOS TANQUES

Para estimar a espessura de isolamento foi utilizado o anexo G da norma Petrobras N-550 (PETROBRAS, 2001) que fornece a espessura ótima do isolamento em função do diâmetro do tanque e da temperatura do fluido, conforme destacado na Figura 6.12. Vale notar que, dada a extensa aplicação em tanques e equipamentos com temperaturas operacionais elevadas, o silicato de cálcio foi adotado como isolante térmico. As condições econômicas da norma estão descritas no apêndice.

Figura 6.12 – Espessuras econômicas, em mm, para isolamento com silicato de cálcio – Tabela G-1 da norma N-550 da Petrobras.



Fonte: (PETROBRAS, 2001)

6.6.1.3. MODELO SURROGATE

Foi gerado um banco de dados com 83.160 pontos no formato (x1, x2, x3, x4, x5, y1). A temperatura HTF, temperatura ambiente, nível HTF, diâmetro do tanque e altura do tanque representam as variáveis independentes (x) e as perdas de calor calculadas do tanque representam a variável dependente (y). Os valores das variáveis independentes foram variados incrementalmente dentro das faixas indicadas na Tabela 6.7. Conforme indicado no modelo proposto e o óleo térmico Dowtherm A foi considerado como HTF.

Tabela 6.7 – Variáveis independentes adotadas para construção de banco de dados do *surrogate*.

Variáveis independentes	Intervalo de valores adotados	Quantidade de incrementos
Temperatura do HTF (T_{HTF})	$60\text{ °C} \leq T_{HTF} \leq 350\text{ °C}$	11
Temperatura ambiente (T_{amb})	$10\text{ °C} \leq T_{amb} \leq 40\text{ °C}$	5
Nível do HTF (l_{HTF})	$1\text{ m} \leq l_{HTF} \leq (H_{TES} - 0.01)$	5
Diâmetro do tanque (D_{TES})	$2\text{ m} \leq D_{TES} \leq 36\text{ m}$	18
Altura do tanque (H_{TES})	$2\text{ m} \leq H_{TES} \leq 36\text{ m}$	18
Variável dependente	Intervalo de valores calculados	Quantidade de pontos
Perda térmica do tanque (Q_{loss})	$0,34\text{ kW} < Q_{loss} < 777,99\text{ kW}$	83160

Fonte: Autoria própria (2022).

Os resultados analíticos obtidos pelos conjuntos de cálculos de perdas de calor foram utilizados para as fases de treinamento e validação do modelo *surrogate*. Todos os cálculos foram feitos usando códigos MATLAB® e o Regression Learner Toolbox. Foi utilizado o algoritmo de regressão *Optimizable Gaussian Process Regression* (GPR) com uma retenção (*holdout*) de 35% do conjunto de dados para validação.

6.6.2 BLOCO DE POTÊNCIA

Dois tipos de *surrogates* foram desenvolvidos para o bloco de potência, um para obtenção do custo específico do ORC ($cust_{PB}$) e outro para indicação da eficiência do ORC (η_{PB}). Ambos possuem os seguintes dados de entrada: o calor fornecido ao ciclo (Q_{in}) e as respectivas temperaturas de fornecimento (T_{in} e T_{out}). O banco de dados importado do trabalho do grupo Lab-Cate (JÚNIOR et al., 2021a; VILASBOAS et al., 2021) é formado pelos resultados da otimização das variáveis de projeto do ORC em cada conjunto de pontos ($Q_{in} \times T_{in} \times T_{out} \times \eta_{PB}$ e $Q_{in} \times T_{in} \times T_{out} \times cust_{PB}$). Valores de perdas de carga nos trocadores de calor, temperatura de *approach* das torres de resfriamento, diferença de pressão na expansão e título do vapor durante a expansão são as restrições de otimização. As variáveis de decisão estão associadas aos limites superiores e inferiores de parâmetros operacionais das bombas, torres de resfriamento, turbina e trocadores de calor, que determinarão os pontos termodinâmicos do ciclo (VILASBOAS et al., 2021).

As quatro configurações (ORC com ou sem recuperadores, sendo sub ou supercrítico), juntamente com a combinação dos fluidos de trabalho, foram otimizados individualmente para um menor custo específico e maior eficiência. No total, foram treinados 44 *surrogates*, utilizando somente os resultados associados ao Dowtherm A como HTF, para temperaturas de fornecimento de calor entre 60 e 350°C e taxa de transferência de calor entre 100 e 50.000 kW_t, conforme descrito na Tabela 6.8.

Os treinamentos e validações dos modelos *surrogates* foram feitos por meio do Regression Learner Toolbox do MATLAB®. Foi utilizado o algoritmo de regressão *Optimizable Gaussian Process* (GPR) com uma retenção (*holdout*) de 35% do conjunto de dados para validação. Dentro da rotina de dimensionamento da planta, são importados os 44 modelos e escolhidas as opções mais eficientes para cada caso.

Tabela 6.8 – Configurações dos 44 *surrogates* desenvolvidos para cálculo da eficiência e custo específico do bloco de potência.

Configuração	Fluido Térmico	Fluido de Trabalho (22 tipos)	Dados de entrada			Dados de saída	
			Temperatura Máxima	Temperatura Mínima	Taxa de transferência de calor	Conjunto de <i>surrogates</i> #1	Conjunto de <i>surrogates</i> #2
ORC básico ou subcrítico		Amônia	350°C	60°C	de 100 a 50.000 kW	Eficiência (η_{PB}) [%]	Custo Específico ($cust_{PB}$) [US\$/kW]
		D4					
		R134A					
		R245FA					
		R1233ZDE					
ORC subcrítico com recuperador	Dow-therm A	Amônia	350°C	60°C	de 100 a 50.000 kW	Eficiência (η_{PB}) [%]	Custo Específico ($cust_{PB}$) [US\$/kW]
		D4					
		R134A					
		R245FA					
		R1233ZDE					
ORC supercrítico		Amônia	350°C	60°C	de 100 a 50.000 kW	Eficiência (η_{PB}) [%]	Custo Específico ($cust_{PB}$) [US\$/kW]
		D4					
		R134A					
		R245FA					
		R1233ZDE					
ORC supercrítico com recuperador		Amônia	350°C	60°C	de 100 a 50.000 kW	Eficiência (η_{PB}) [%]	Custo Específico ($cust_{PB}$) [US\$/kW]
		D4					
		R134A					
		R245FA					
		R1233ZDE					

Fonte: Autoria própria (2022).

6.7 SIMULAÇÃO OPERACIONAL E FINANCEIRA DA PLANTA CSP

Os modelos teóricos do campo solar, TES e bloco de potência, descritos nas sessões 6.2, 6.3 e 6.6, são os mesmos utilizados para simulação operacional da planta CSP. Uma vez determinados como dados de entrada a A_{CS} , CT , P_{PB} , I_{dir} e T_{amb} , os cálculos são realizados na base horária, para uma sequência de dias na qual se quer avaliar o desempenho da planta. Para a operação prolongada do TES, foi considerado que os aquecedores elétricos internos operam quando as temperaturas dos tanques frio e quente baixam de 230°C e 324°C, respectivamente. Os valores de energia elétrica para aquecimento dos tanques são abatidos da energia elétrica líquida produzida.

Foi utilizado todo o período de dados climáticos obtidos para Candeias, sendo eles dados de 1998 a 2020, totalizando 23 anos, por entender-se que esse período pode representar satisfatoriamente a influência de comportamentos climáticos atípicos da região. Os resultados de energia gerada são expressos em médias anuais.

Em seguida, o modelo calcula os resultados financeiros para a vida útil do empreendimento, com base nos custos unitários de cada componente da planta e na taxa de desconto escolhida para o empreendimento. A Tabela 6.9 indica os principais custos e taxas adotados nesse trabalho (TURCHI et al., 2019).

Tabela 6.9 – Custos unitários adotados para composição do CAPEX e OPEX do empreendimento.

CAPEX					
Custos de Preparação de Terreno [US\$/m ²] ¹⁰	Custos do Campo Solar [US\$/m ²]	Custos do Fluido Térmico [US\$/m ²]	Custos do TES [US\$/kWh]	Percentual de Contingência	Percentual de Custos com EPC
10	150	60	62	7%	11%
OPEX					
Custos fixos anuais de O&M [US\$/kW]	Custos variáveis de O&M [US\$/MWh]	Percentual de Custos de Seguro	Vida útil em anos	Taxa de desconto	
66	4	0,5%	15	14% a.a.	

Fonte: Autoria própria (2022).

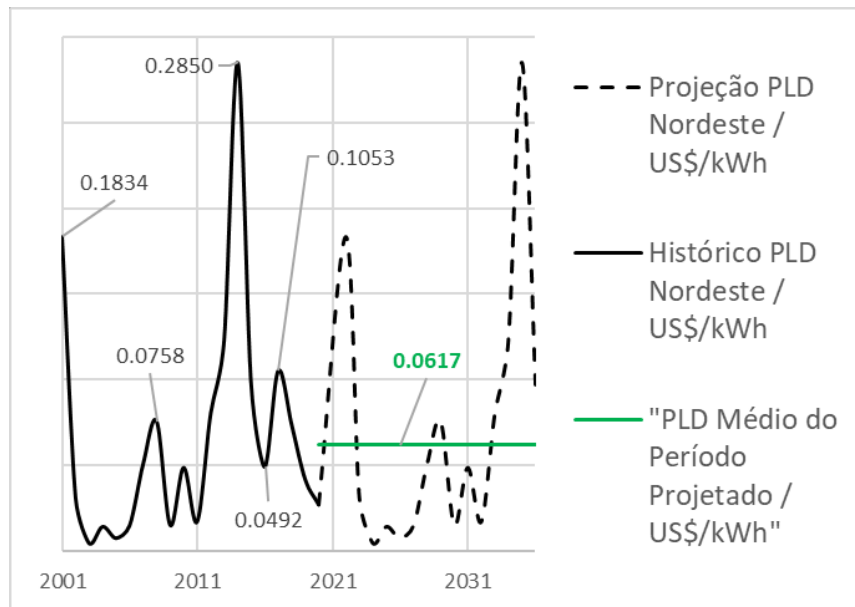
Os custos fixos e variáveis considerados possuem a mesma referência utilizada pelo NREL (TURCHI et al., 2019) para tecnologia CSP. A vida útil de 15 anos foi escolhida para estar compatível com a duração de contrato de venda de energia (*PPA*) de termelétricas despacháveis nas mesmas condições do estudo de caso. Não foram considerados nesse trabalho os custos de importação dos equipamentos.

A remuneração do empreendimento se dá pelo custo evitado relativo à energia elétrica que seria consumida por meio da rede de transmissão, valorada a PLD. Para permitir a comparação, todos os valores foram expressos em dólares americanos (US\$). A Figura 6.13 indica o perfil das médias anuais do PLD na região Nordeste considerando as cotações médias do dólar americano entre 2001 e 2020 e a remuneração média esperada para o período da vida útil projetada para a eletricidade produzida pelo empreendimento (0,0617 US\$/kWh).

¹⁰ Valor médio adotado para preparação do site em Candeias-Ba, dentro da área industrial da unidade termelétrica. Cotação do dólar de dezembro/20.

A viabilidade do projeto é avaliada pelo cálculo do LCOE e da taxa interna de retorno (TIR). Por fim, uma análise de sensibilidade desses resultados é realizada variando linearmente e de forma combinatória os custos unitários dos principais elementos da planta, sendo eles o campo solar, TES, fluido térmico e custos fixos e variáveis de O&M.

Figura 6.13 – Perfil das médias anuais do PLD na região Nordeste em função do dólar americano.



Fonte: Autoria própria (2022).

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

7.1 VALIDAÇÃO DO MODELO

Para validar os modelos propostos, foram utilizados como referência os resultados obtidos no software SAM, a partir de uma configuração de planta CSP e dados climáticos indicados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Principais parâmetros adotados no SAM para validação dos modelos propostos.

A_{CS}	CT	T_{HTF} máx. e min.	Modelo dos coletores solares (SCA)	Modelo dos receptores (HCE)	η_{PB}	P_{PB} (Bruta)	Dados climáticos
50224 m ²	132 MWh	350°C e 256°C	SkyFuel Sky-Trough (with 80-mm OD receiver)	2008 Schott PTR70 Vacuum em 100% do campo solar	10,66%	1276 kW	Fonte: NSRDB Coordenadas: Lat. -12.75, Long. -38.5 TMY referente ao ano 2003

Fonte: Autoria própria (2022).

A escolha dos valores adotados está relacionada com o tamanho esperado da planta CSP para o estudo de caso desse trabalho. Já a escolha do período climático de Candeias foi arbitrária. Vale considerar que, para a validação do modelo, foi configurado no SAM as seguintes condições: (i) utilizar o despacho máximo possível do TES; (ii) priorizar¹¹ somente a operação do bloco de potência no ponto de projeto e (iii) não considerar queima suplementar.

O comparativo entre os resultados obtidos pelo código desenvolvido e os resultados obtidos no SAM estão mostrados na Tabela 7.2 e na Tabela 7.3. Foram obtidos valores horários da potência elétrica bruta, eficiência do campo solar, energia acumulada no TES, dentre outros,

¹¹ Dentro das opções de despacho e controle da planta, o SAM permite que usuário determine a fração da potência de saída que o bloco de potência deve manter para cada hora do dia. Mesmo que o usuário determine operação contínua a 100% de carga (ponto de projeto), o algoritmo do SAM prevê o despacho parcial nos momentos de menor disponibilidade de energia térmica.

em ambos os programas. Assim, para cada hora do ano, foram calculadas as discrepâncias entre os resultados do modelo proposto e os resultados do SAM. A primeira tabela indica as médias desses desvios em todo o período. A segunda tabela indica a discrepância entre os resultados anuais de energia bruta gerada, perdas parasíticas, energia desperdiçada na condição de TES completamente carregado e energia líquida gerada.

Os principais indicadores relacionados à geração de energia elétrica pela planta CSP, ou seja, energia bruta (E_{bru_PB}), perdas parasíticas (E_{PAR}) e energia líquida (E_{liq_PB}), apresentaram resultados satisfatórios, com discrepâncias menores que 10%. Os valores horários de eficiência do campo solar tiveram um desvio de +6,1% em média devido às simplificações adotadas nesse trabalho, descritas na 6.2 . Conseqüentemente, entende-se que os valores de potência elétrica bruta gerada apresentaram valores elevados na mesma ordem de grandeza devido ao mesmo motivo.

As maiores médias das discrepâncias horárias foram das variáveis P_{PAR} , EA e energia desperdiçada, sendo +27,2%, +34,7% e +10,8% respectivamente. As médias elevadas estão relacionadas às diferenças entre o controle de despacho do TES pelo modelo proposto e pelo SAM, que resultam em tempos diferentes de operação dos sistemas e em diferentes acúmulos de energia ao longo do tempo. Destaca-se também que o SAM considera as perdas do TES como um valor constante dado pelo usuário, para o qual foi considerada uma média dos valores calculados pelo modelo proposto.

Tabela 7.2 – Médias das discrepâncias calculadas em cada hora do ano, a partir dos resultados da simulação operacional da planta CSP proposta para validação usando o SAM e o programa desenvolvido.

	Potência elétrica do Bloco de Potência (P_{PB}) (Bruta)	Perdas parasíticas (P_{PAR})	Energia acumulada no TES	Eficiência do campo solar (η_{cs})
Média das discrepâncias em cada hora do ano	+7,9%	+27,2%	+34,7%	+6,1%

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 7.3 – Discrepâncias entres os resultados anuais da simulação operacional da planta CSP proposta para validação usando o SAM e o programa desenvolvido.

	Energia elétrica gerada (E_{bru_PB}) (Bruta) [kWh _e]	Energia consumida por perdas parasíticas (E_{PAR}) [kWh _e]	Energia desperdiçada (TES cheio ¹²) [kWh _e]	Energia elétrica gerada (E_{liq_PB}) (Líquida) [kWh _e]
Modelo proposto	5,80E+06	2,17E+05	9,19E+05	5,58E+06
SAM	5,57E+06	2,24E+05	8,29E+05	5,34E+06
Discrepância	+4,1%	-3,2%	+10,8%	+4,4%

Fonte: Autoria própria (2022).

O SAM considera uma lógica de controle iterativa que determina o modo de operação da planta a depender da condição de suprimento de calor disponível para o bloco de potência. Os modos de operação podem ser: (i) Operação da planta abaixo do menor ponto de operação possível do bloco de potência; (ii) Operação da planta em carga parcial acima do menor ponto de operação do bloco de potência e abaixo do ponto de projeto; (iii) Operação da planta acima do ponto projeto onde nem toda energia que é produzida pode ser usada ou armazenada; (iv) Operação da planta acima do ponto projeto onde toda energia produzida pode ser usada ou armazenada. Em casos de excesso de energia térmica, o SAM calcula o coeficiente de desfocagem necessário para atender os balanços de energia e massa naquela hora para todos os loops de coletores solares. Cada modo de operação desfoca basicamente da mesma maneira, mas cada um tem nuances que são ajustadas às condições de operação normalmente encontradas no respectivo modo (WAGNER; GILMAN, 2011).

No caso do modelo proposto, não são considerados pontos de operação do bloco de potência fora das condições de projeto e o controle de a potência despachada ou carregada pelo TES é calculada de acordo com a equação (12), descrita na seção 6.4 , de modo que a potência do bloco de potência seja sempre igual à potência nominal calculada.

¹² No momento em que o TES estiver completamente carregado, o campo solar absorve somente a irradiação direta necessária para manter a potência nominal do bloco de potência. Caso exista excedente de irradiação direta no momento, essa energia excedente é computada como “energia descartada”.

Mesmo com as diferenças listadas acima, a energia elétrica líquida total anual gerada ficou somente 4,4% acima do previsto pelo SAM, indicando que o programa desenvolvido consegue simular satisfatoriamente o desempenho da planta CSP.

7.2 RESULTADOS OPERACIONAIS DA PLANTA CSP

A Tabela 7.4 mostra os resultados do dimensionamento da planta CSP para cada respectivo período típico e a respectiva simulação operacional para todo o histórico de dados climáticos obtidos para a região industrial de Candeias de 1998 a 2021 (23 anos).

A energia elétrica bruta do bloco de potência (E_{bru_PB}) representa a média anual da energia produzida no terminal do gerador¹³. Já a energia líquida do bloco de potência (E_{liq_PB}) representa a média anual da energia gerada, descontando as perdas parasíticas. O fator de capacidade (FC) indica a razão da energia total gerada no ano em relação ao total possível de acordo com a potência nominal da planta. O percentual de atendimento à demanda (AD) é a parcela da eletricidade necessária para suprir a planta termelétrica que foi fornecida pela geração líquida da planta CSP. A parcela remanescente foi obtida diretamente da rede de transmissão. A eficiência total (η_{total}) representa a eficiência energética da planta CSP em converter a energia solar incidente nos coletores em eletricidade. Esse resultado é função das eficiências do campo solar, calculada a cada hora, e a eficiência do bloco de potência.

Os valores de AD não atingiram 100% por causa de quedas bruscas atípicas no perfil da irradiação direta, diminuindo significativamente a energia solar disponível de um dia para o outro em períodos eventuais durante os 23 anos em Candeias. É importante destacar que a metodologia de dimensionamento não prevê um acréscimo de EA para compensar quedas bruscas de irradiação disponível em dias pontuais. Adicionalmente, os resultados indicam fatores de capacidade relativamente maiores quando comparado com dimensionamentos de plantas CSP na literatura. É possível encontrar referências de fatores de capacidade da ordem de 33,3% em

¹³ Termo usado para designar a medição de energia gerada pelas unidades geradoras em seu ponto de saída, antes dos pontos de consumo interno dos sistemas auxiliares e das demais perdas associadas à transmissão de potência.

plantas CSP de calha parabólica de 100 MW na Tanzânia (ALY et al., 2019) ou de 24,1% em plantas similares em Navrongo, Gana (AGYEKUM; VELKIN, 2020).

Tabela 7.4 – Resultados do dimensionamento e da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.

Modelo de dimensionamento	Resultados do dimensionamento					Resultados da simulação operacional para os 23 anos (Resultados expressos em média anual)			
	A_{CS} [m ²]	CT [MWh _t]	η_{PB} [%]	P_{PB} [kW _e]	η_{total} [%]	E_{bru_PB} [kWh a.a.]	E_{liq_PB} [kWh a.a.]	Fator de Capacidade (FC) [%]	Atendimento à demanda (AD) [%]
Dia Típico	50224	132	10,64%	1275,76	5,87%	5,49E+06	5,27E+06	49,12%	78,80%
Ano Típico	69289	129	9,82%	1306,87	4,92%	6,32E+06	6,09E+06	55,19%	91,07%
Período 23 anos	67638	132	9,90%	1305,99	5,05%	6,33E+06	6,10E+06	55,37%	91,33%

Fonte: Autoria própria (2022).

Os resultados operacionais do dia típico se mostraram inferiores aos demais dimensionamentos. Observou-se nesse estudo de caso que, por mais que tenha escolhido um dia típico com a melhor aproximação da curva CDF em relação ao histórico climático local, o desempenho da planta CSP dimensionada para essa representação típica foi menor quando simulada usando os dados climáticos completos. As quedas bruscas de radiação direta que ocorreram em dias atípicos foram mais significativas na diminuição do fator de capacidade do que o benefício dos dias com radiação direta elevada. Isso ocorreu porque a metodologia empregada não prevê dimensionamento de folgas na capacidade térmica do TES.

Nesse estudo de caso, o dimensionamento com base nos 23 anos resultou no maior índice atendimento à demanda. Contudo, os resultados obtidos pelo dimensionamento com base no ano típico foram muito próximos. A utilização do ano típico para o dimensionamento da

planta representa um ganho considerável de cerca de 96% de tempo de máquina¹⁴ por se utilizar um menor conjunto de dados climáticos.

A Tabela 7.5 indica as áreas estimadas para a construção de cada configuração escolhida em função do período escolhido para representação das características climáticas. A área de terreno para o campo solar se refere à área estimada para alocação dos *loops* de coletores solares, TES e bloco de potência. Como esse trabalho considera a instalação da planta proposta em uma área industrial existente, não está sendo considerada a construção de demais facilidades como novas áreas administrativas e novas pistas para acesso à planta CSP.

A área específica de terreno indica a razão entre a área do campo solar e a potência instalada. É importante destacar que esse indicador varia com o múltiplo solar (SM) do campo, para um mesmo valor de potência.

Tabela 7.5 - Estimativas de área da planta CSP para cada período típico.

Resultados do dimensionamento						
Modelo de dimensionamento	A_{cs} [m ²]	CT [MWh _t]	SM ¹⁵	Área de terreno [ha] ¹⁶	Área específica de terreno [m ² /kW _e]	Geração elétrica anual por área de abertura do campo solar [kWh/m ² /ano]
Dia Típico	50224	132	3,00	12,14	95,16	104,87
Ano Típico	69289	129	3,72	16,59	126,96	87,85
Período 23 anos	67638	132	3,67	16,19	123,95	90,25

Fonte: Autoria própria (2022).

¹⁴ Tempo de máquina analisado rodando o código em MATLAB em um Macbook Air M1 2020, 8 Gb de memória LPDDR4 através do Rosetta 2.

¹⁵ Múltiplo Solar, ou “*Solar Multiple*” do inglês. É a área de abertura do campo solar expressa como um múltiplo da área de abertura necessária para operar o ciclo de potência em sua capacidade de projeto.

¹⁶ Valores calculados pelo SAM.

Comparando com os parâmetros da planta Saguaro nos Estados Unidos, conforme indicado na Tabela 4.11, destaca-se que as áreas específicas calculadas foram de 47 a 96% maiores, para potências instaladas similares (~1 MW). O aumento dessa variável está associado ao incremento do múltiplo solar, uma vez que a planta deste trabalho visa minimizar o consumo de eletricidade da rede no atendimento de uma demanda pré-estabelecida, i.e. maior, fator de capacidade. Esse fato é verificado na geração elétrica anual que é 163 a 205% maior que a geração prevista para a planta de Saguaro.

É importante destacar que a geração elétrica anual por unidade de área de abertura do campo solar é maior para a planta nos Estados Unidos, com irradiação média anual de 2636 kWh/m² e eficiência global da planta de 7,34%, frente à média de 1785 kWh/m² em Candeias e eficiências em torno de 5% para as configurações calculadas. As eficiências mais baixas calculadas para o modelo proposto estão associadas à utilização de ORCs otimizados para custos mínimos de implantação e não para eficiência máxima e a temperaturas de fornecimento de calor relativamente baixas (~350°C).

É esperado que plantas com maiores múltiplos solares possuam também maiores valores de investimento em comparação com plantas comerciais existentes. Além disso, a ordem de grandeza da área construída da planta CSP limita sua aplicação a empreendimentos que possuam grandes áreas livres. Esses empreendimentos são, em sua grande maioria, distantes dos centros urbanos.

7.3 ANÁLISE ECONÔMICA DA PLANTA CSP

A partir das médias anuais obtidas na simulação operacional da planta CSP, foi calculado o fluxo de caixa do empreendimento de acordo com os parâmetros indicados na Tabela 6.9. Os resultados do fluxo de caixa para cada dimensionamento estão indicados na Tabela 7.6, expressos em valor presente (VP).

Tabela 7.6 – Resultados de fluxo de caixa da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.

Modelo	Especificação	CAPEX [US\$]	OPEX em 15 anos [US\$] (em VP)	Custo	
				Evitado em 15 anos valorado pela PLD [US\$] (em VP)	VPL em 15 anos [US\$]
Dia Típico	A _{CS} : 50224 m ² CT: 132 MWh	23.885.294,03	1.385.568,22	1.972.675,10	-23.298.187,15
Ano Típico	A _{CS} : 69289 m ² CT: 129 MWh	28.634.743,85	1.564.414,71	2.279.737,81	-27.919.420,75
Período 23 anos	A _{CS} : 67638 m ² CT: 132 MWh	28.407.705,76	1.557.492,10	2.286.328,88	-27.678.868,98

Fonte: Autoria própria (2022).

A Tabela 7.7 mostra os valores de LCOE e custo específico obtidos para cada dimensionamento a partir dos resultados operacionais e dos parâmetros econômicos.

Tabela 7.7 – Resultados econômicos da simulação operacional da planta CSP para cada período típico.

Modelo	Especificação	LCOE [US\$/kWh]	Custo Específico [US\$/kW]
Dia Típico	A _{CS} : 50224 m ² CT: 132 MWh	0,7811	19.423,74
Ano Típico	A _{CS} : 69289 m ² CT: 129 MWh	0,8077	22.855,54
Período 23 anos	A _{CS} : 67638 m ² CT: 132 MWh	0,7992	22.674,45

Fonte: Autoria própria (2022).

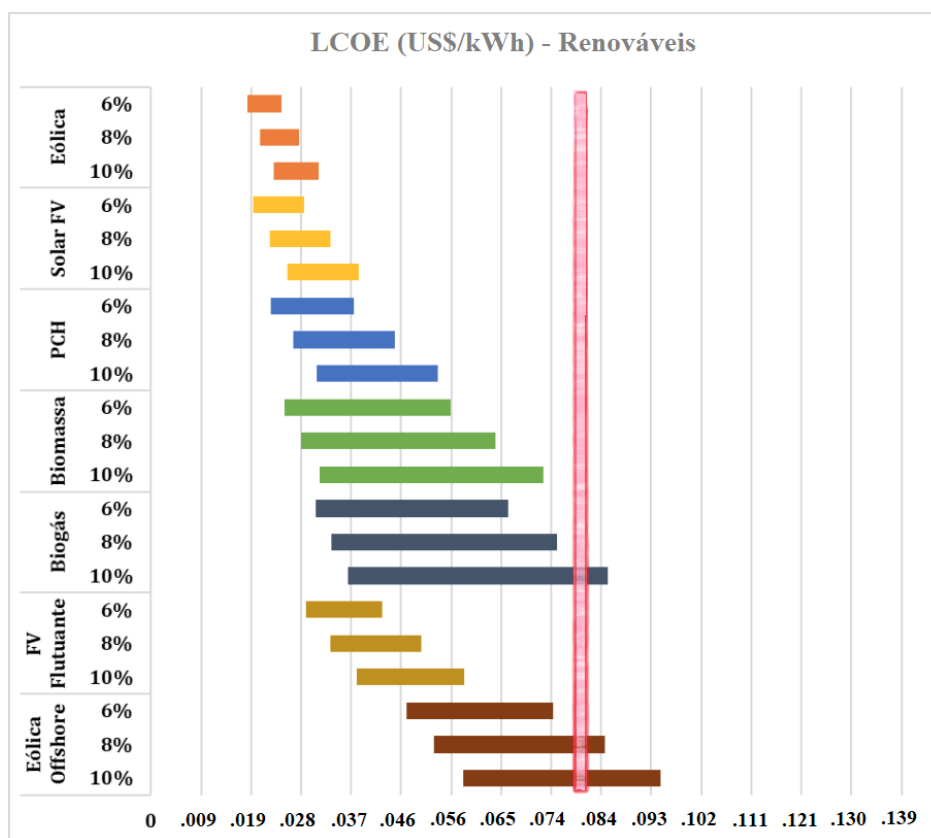
Para os custos unitários e taxa mínima atrativa (TMA) adotados, todas as configurações de planta CSP apresentaram inviabilidade econômica com VPL negativo. Comparando pela ordem de grandeza dos custos evitados, é possível perceber que os valores de CAPEX possuem maior representatividade no fluxo financeiro. É importante destacar que os valores de PLD projetados para o período, que representam o custo evitado por unidade de energia elétrica, variam de 0,0047 a 0,2850 US\$/kWh, com média de 0,0617 US\$/kWh, o que representa valores

significativamente inferiores ao menor LCOE encontrado igual a 0,7811 US\$/kWh que é superior, inclusive, ao valor máximo do PLD.

A Figura 7.1 foi adaptada do relatório de análise dos custos por tipo de geração, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), referente ao ano de 2020. O gráfico ilustra as faixas de LCOE para cada fonte renovável no Brasil em função de três taxas de desconto (6%, 8% e 10% a.a.), calculadas com base na metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC). Foi utilizada a cotação média do dólar no último semestre de 2020 (5,39 R\$/US\$) para conversão dos valores expressos em US\$/kWh. Por critérios de comparação, a faixa vermelha vertical indica a área na qual os valores de LCOE das configurações dimensionadas para a planta CSP se enquadram.

Figura 7.1 – Faixa de valores de LCOE para as fontes renováveis no Brasil, em função de três níveis de taxa de desconto, expresso em US\$/kWh com cotação do dólar igual a R\$5,39/US\$.

Faixa vermelha indicando o intervalo de LCOE encontrado para as plantas CSP.



Fonte: (EPE, 2021) - Adaptador pelo autor.

Os valores de LCOE encontrados nesse trabalho se equiparam às faixas calculadas para tecnologias ainda em desenvolvimento no Brasil, como a Eólica Offshore, e a tecnologias renováveis com os maiores valores de CAPEX e custos de O&M indicados pela EPE como o Biogás. É importante destacar que, dada a ampla difusão da tecnologia fotovoltaica, suas faixas de LCOE são significativamente menores.

Considerando que as configurações de planta CSP calculadas são suficientes para atendimento à demanda elétrica, entende-se que é necessário que os custos da implantação do empreendimento diminuam significativamente para essa aplicação. Dessa forma, foi realizada uma análise de sensibilidade para avaliar os resultados econômicos em função da variação dos custos unitários diretamente relacionados com a tecnologia CSP. Vale destacar que os custos de preparação de terreno, percentual de contingência, percentual de custos com EPC e percentual de custos de seguros não foram alterados. A Tabela 7.8 resume as combinações de custos unitários utilizados para avaliação da variação do LCOE, da TIR e do *payback*, ilustradas na Tabela 7.9, Tabela 7.10 e Tabela 7.11 respectivamente.

Dos pontos analisados, somente a combinação de custos unitários do conjunto #1 e custo unitário do campo solar equivalente a US\$1/m² resultaram em retorno do investimento para um projeto de 15 anos com uma TMA de 14% a.a. Essa combinação de custos resultou em um LCOE igual a 0,0599 US\$/kWh, uma TIR de 14,4% e *payback* de 14,5 anos. É importante destacar que o LCOE encontrado é 42% menor que o PLD máximo estrutural indicado na Tabela 3.1 para o ano de 2020, expresso em US\$/kWh com a cotação média igual a R\$5,39/US\$. A Tabela 7.12 resume os principais resultados financeiros do cenário de viabilidade.

Tabela 7.8 – Conjunto de valores de custos unitários fixos e variáveis dos principais componentes do sistema CSP (com exceção do campo solar).

Conjunto #	Custo unitário do campo solar / US\$/m2			
	1.0	12.4	51.5	150.0
1	1.0	1.0	1.0	1.0
2	5.1	9.6	10.6	2.2
3	37.6	36.4	40.0	2.8
4	5.1	9.6	10.6	4.0
5	37.6	36.4	40.0	4.0
6	5.1	9.6	66.0	2.2
7	37.6	36.4	66.0	2.8
8	5.1	60.0	10.6	2.2
9	37.6	60.0	40.0	2.8
10	62.0	9.6	10.6	2.2
11	62.0	36.4	40.0	2.8
12	5.1	9.6	66.0	4.0
13	37.6	36.4	66.0	4.0
14	5.1	60.0	66.0	2.2
15	37.6	60.0	66.0	2.8
16	62.0	60.0	10.6	2.2
17	62.0	60.0	40.0	2.8
18	62.0	9.6	10.6	4.0
19	62.0	36.4	40.0	4.0
20	5.1	60.0	66.0	4.0
21	37.6	60.0	66.0	4.0
22	62.0	60.0	66.0	2.2
23	62.0	60.0	66.0	2.8
24	62.0	60.0	10.6	4.0
25	62.0	60.0	40.0	4.0
26	62.0	9.6	66.0	4.0
27	62.0	36.4	66.0	4.0
28	62.0	60.0	66.0	4.0

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 7.9 – Variação do LCOE em função dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP.

Conjunto de custos unitários	Custo unitário do campo solar / US\$/m2			
	1.0	12.4	51.5	150.0
1	0.0599	0.0850	0.1713	0.3889
2	0.0997	0.1248	0.2111	0.4287
3	0.3060	0.3311	0.4175	0.6351
4	0.1015	0.1266	0.2130	0.4306
5	0.3073	0.3324	0.4187	0.6363
6	0.1115	0.1366	0.2230	0.4405
7	0.3116	0.3367	0.4231	0.6406
8	0.2110	0.2361	0.3224	0.5400
9	0.3581	0.3832	0.4696	0.6872
10	0.3451	0.3702	0.4566	0.6741
11	0.4112	0.4363	0.5227	0.7402
12	0.1134	0.1385	0.2249	0.4424
13	0.3128	0.3379	0.4243	0.6419
14	0.2228	0.2479	0.3343	0.5518
15	0.3637	0.3888	0.4752	0.6927
16	0.4564	0.4815	0.5679	0.7854
17	0.4633	0.4884	0.5748	0.7923
18	0.3470	0.3721	0.4584	0.6760
19	0.4125	0.4376	0.5239	0.7415
20	0.2247	0.2498	0.3362	0.5537
21	0.3650	0.3901	0.4764	0.6940
22	0.4683	0.4934	0.5797	0.7973
23	0.4689	0.4940	0.5804	0.7979
24	0.4583	0.4834	0.5697	0.7873
25	0.4646	0.4897	0.5760	0.7936
26	0.3588	0.3839	0.4703	0.6879
27	0.4180	0.4431	0.5295	0.7470
28	0.4701	0.4952	0.5816	0.7992

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 7.10 – Variação da TIR em função da variação dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP.

Conjunto de custos unitários	TIR	Custo unitário do campo solar / US\$/m2			
		1.0	12.4	51.5	150.0
1	14.4%	8.2%	-	-	
2	5.7%	2.7%	-	-	
3	-	-	-	-	
4	5.2%	2.4%	-	-	
5	-	-	-	-	
6	3.0%	0.4%	-	-	
7	-	-	-	-	
8	-	-	-	-	
9	-	-	-	-	
10	-	-	-	-	
11	-	-	-	-	
12	2.6%	0.1%	-	-	
13	-	-	-	-	
14	-	-	-	-	
15	-	-	-	-	
16	-	-	-	-	
17	-	-	-	-	
18	-	-	-	-	
19	-	-	-	-	
20	-	-	-	-	
21	-	-	-	-	
22	-	-	-	-	
23	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	
25	-	-	-	-	
26	-	-	-	-	
27	-	-	-	-	
28	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 7.11 – Variação do *payback* em função da variação dos custos unitários dos principais componentes do sistema CSP.

Conjunto de Custos Unitários	Payback / anos	Custos do Campo Solar / US\$/m2			
		1.0	12.4	51.5	150.0
1	14.5	-	-	-	
2	-	-	-	-	
3	-	-	-	-	
4	-	-	-	-	
5	-	-	-	-	
6	-	-	-	-	
7	-	-	-	-	
8	-	-	-	-	
9	-	-	-	-	
10	-	-	-	-	
11	-	-	-	-	
12	-	-	-	-	
13	-	-	-	-	
14	-	-	-	-	
15	-	-	-	-	
16	-	-	-	-	
17	-	-	-	-	
18	-	-	-	-	
19	-	-	-	-	
20	-	-	-	-	
21	-	-	-	-	
22	-	-	-	-	
23	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	
25	-	-	-	-	
26	-	-	-	-	
27	-	-	-	-	
28	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 7.12 – Resultados de fluxo de caixa da simulação operacional da planta CSP utilizando a combinação com os maiores custos unitários que resultam em viabilidade do empreendimento.

Modelo	Especificação	CAPEX [US\$]	OPEX em 15 anos [US\$] (em VP)	Custo Evitado em 15 anos [US\$] (em VP)	VPL em 15 anos [US\$]
Período 23 anos	Acs: 67638 m ² CT: 132 MWh Conjunto de Custos unitários #1	2.132.730,13	112.429,44	2.286.328,88	41.169,30

Fonte: Autoria própria (2022).

Comparando com os resultados da Tabela 7.6, verifica-se uma redução de 92% no CAPEX e OPEX total (em valor presente) do empreendimento. Essa redução equivale à redução do LCOE de 0,7992 US\$/kWh.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA TRABALHOS FUTUROS

Um estudo de viabilidade técnico-econômica foi realizado para avaliação do uso de uma planta heliotérmica para suprir a demanda de energia elétrica de uma usina termelétrica em *stand-by* localizada em Candeias, Bahia. Foi proposto um modelo de planta CSP e uma metodologia para o cálculo da área do campo solar e da capacidade térmica do TES para geração de potência constante, com maior fator de capacidade possível. Modelos *surrogates* para simulação das perdas térmicas do TES e para simulação operacional do bloco de potência foram desenvolvidos e aplicados para simplificar as rotinas de cálculo. A partir do dimensionamento da planta CSP, um modelo de simulação operacional para estimar a produção de eletricidade em função do banco de dados climáticos do local foi desenvolvido. De posse dos custos unitários de cada componente da planta, foi possível calcular o retorno financeiro do empreendimento, realizando um estudo de sensibilidade do LCOE e da TIR a partir da variação desses custos.

A análise financeira mostrou que a planta teria um LCOE de 0,7992 US\$/kWh em 15 anos de vida útil do empreendimento, a uma taxa de desconto de 14% a.a., utilizando os custos unitários médios adotados pelo NREL (TURCHI et al., 2019) e simulando a operação da planta de acordo com os históricos climáticos locais. Foi possível observar que a viabilidade do projeto seria atingida somente para custos unitários do campo solar, TES, fluido térmico e custos fixos e variáveis de O&M menores ou iguais a 1 US\$/m², 1 US\$/kWh, 1 US\$/m², 1 US\$/kW e 1 US\$/MWh, respectivamente. O LCOE nesse caso seria igual a 0,0599 US\$/kWh e o *payback* de 14,5 anos, frente a média anual estimada do PLD Nordeste entre 2022 e 2036 igual a 0,0617 US\$/kWh. Vale notar que esses resultados foram obtidos considerando as cotações do dólar americano entre 2001 e 2020, cujas médias variaram de R\$2,35/US\$ a R\$5,16/US\$ respectivamente.

Nos custos utilizados não foram contemplados custos de importação de materiais, que provavelmente reduziriam ainda mais a competitividade da planta nem a correção de índices relacionados aos custos com mão de obra no Brasil que aumentaria a competitividade da planta. Adicionalmente, a área total do terreno para instalação dos coletores solares representa outro ponto de atenção a ser considerado. Para as soluções propostas, a área necessária seria da ordem de 12 hectares, o que restringiria a aplicação dessa solução a empreendimentos localizados em regiões distantes dos grandes centros.

Dentro das incertezas previstas na metodologia de dimensionamento e simulação operacional de plantas CSP, observou-se que a utilização desse tipo de planta requer reduções drásticas de CAPEX e OPEX. Para obter viabilidade econômica, seria necessária uma redução na ordem de 92% quando comparados com os custos padrão adotados pelo NREL. Isso representa soluções CSP com patamares de LCOE menores que 0,06 US\$/kWh. Esse cenário representa um desafio frente às médias mundiais de 0,18 US\$/kWh para o mesmo tipo de planta (IRENA, 2020).

8.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

As sugestões de trabalhos futuros passam por refinar os estudos do desempenho operacional da planta CSP como unidade de suprimento de potência elétrica constante e atualizar os cálculos dos custos envolvidos para a realidade brasileira. Assim, sugere-se:

- Análise de sensibilidade combinatória de variáveis técnicas como irradiação direta local e eficiência do bloco de potência, adicionalmente ao realizado nesse trabalho, para avaliação dos impactos nos resultados financeiros.
- Avaliação da diferença entre as temperaturas máximas e mínimas operacionais do HTF otimizadas no campo solar para obter melhores eficiências e custos específicos do bloco de potência.
- Avaliação das incertezas dos modelos climáticos utilizados e o impacto desses nos resultados de dimensionamento, simulação operacional e resultados econômicos da planta CSP no estudo de caso em questão.
- Adicionar na composição do CAPEX do empreendimento os custos relacionados à frete e taxas de importação de materiais, considerando a não nacionalização da tecnologia CSP no Brasil.
- Avaliar os benefícios de subsídios governamentais para a viabilidade de plantas CSP.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 7821 Tanques soldados para armazenamento de petróleo e derivados.**, 1983.

AGYEKUM, Ephraim Bonah; VELKIN, Vladimir Ivanovich. Optimization and techno-economic assessment of concentrated solar power (CSP) in South-Western Africa: A case study on Ghana. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [S. l.], v. 40, 2020. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100763.

ALVARES, Clayton Alcarde; STAPE, José Luiz; SENTELHAS, Paulo Cesar; DE MORAES GONÇALVES, José Leonardo; SPAROVEK, Gerd. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, [S. l.], v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013. DOI: 10.1127/0941-2948/2013/0507.

ALY, Ahmed; BERNARDOS, Ana; FERNANDEZ-PERUCHENA, Carlos M.; JENSEN, Steen Solvang; PEDERSEN, Anders Branth. Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 135, p. 1224–1240, 2019. DOI: 10.1016/j.renene.2018.09.065.

ARAÚJO, Arthur K. A.; MEDINA T., Gabriel I. Analysis of the effects of climatic conditions, loading level and operating temperature on the heat losses of two-tank thermal storage systems in CSP. **Solar Energy**, [S. l.], v. 176, n. June, p. 358–369, 2018. DOI: 10.1016/j.soler.2018.10.020.

BEN Interativo - EPE. 2022. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/ben/>. Acesso em: 15 jul. 2022.

BHOSEKAR, Atharv; IERAPETRITOU, Marianthi. **Advances in surrogate based modeling, feasibility analysis, and optimization: A review.** **Computers and Chemical Engineering** Elsevier Ltd, , 2018. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2017.09.017.

C. M. INVERNIZZI. **Closed power cycles: Thermodynamic fundamentals and applications**. [s.l: s.n.]. v. 11

Conceitos de Preços - CCEE. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 27 maio. 2022.

Concentrated Solar Power (CSP) – Analysis - IEA. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/concentrated-solar-power-csp>. Acesso em: 18 jul. 2022.

CSP capacity additions in selected countries, 2018-2021 – Charts – Data & Statistics - IEA. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/csp-capacity-additions-in-selected-countries-2018-2021>. Acesso em: 18 jul. 2022.

DE ARAÚJO, Leonardo Rodrigues. **O uso do método de superfície de resposta na otimização termoeconômica de superestruturas modeladas em software comercial para projeto de sistemas de recuperação de calor residual em motores diesel estacionários**. 2020. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Espírito Santo, [S. l.], 2020.

DINÇER, Ibrahim; ROSEN, Marc. **THERMAL ENERGY STORAGE SYSTEMS AND APPLICATIONS**. [s.l: s.n.]. v. 2nd ed.

DOW CHEMICAL COMPANY. **O Fluido de Transferência de Calor DOWTHERM A**. , 2000.

EL HAMDANI, Fayrouz; VAUDREUIL, Sébastien; ABDERAFI, Souad; BOUNAHMIDI, Tijani. Determination of design parameters to minimize LCOE, for a 1 MWe CSP plant in different sites. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 169, p. 1013–1025, 2021. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.060.

Entenda o descolamento entre PLD e CMO - CPFL Soluções. 2022. Disponível em: <https://cpflsolucoes.com.br/entenda-o-descolamento-entre-pld-e-cmo/>. Acesso em: 28 jul. 2022.

EPE. **Caderno de Preços da Geração 2021**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 5 nov. 2022.

ESTELA | FLABEG FE's Ultimate Trough will be integrated in the first commercial solar power plant in the Kingdom of Saudi Arabia. 2022. Disponível em: <https://estela-solar.org/flabeg-fes-ultimate-trough-will-be-integrated-in-the-first-commercial-solar-power-plant-in-the-kingdom-of-saudi-arabia/>. Acesso em: 22 jul. 2022.

Geração de Energia Elétrica - CCEE. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. Acesso em: 27 maio. 2022.

Global Solar Atlas. 2022. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/download/world>. Acesso em: 19 jul. 2022.

GONZÁLEZ-ROUBAUD, Edouard; PÉREZ-OSORIO, David; PRIETO, Cristina. Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs. molten salts. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 80, n. May, p. 133–148, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.084. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.084>.

GÜNTHER, Matthias; JOEMANN, Michael; CSAMBOR, Simon; GUIZANI, Reviewers Amenallah; KRÜGER, Dirk; HIRSCH, Tobisas. **Advanced CSP Teaching Materials Parabolic Trough Technology**. [s.l.: s.n.].

Histórico da Operação - Geração de Energia - ONS. 2022. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 27 maio. 2022.

HOLMAN, J. P. **Heat transfer**. 10th ed. ed. [s.l.] : McGraw-Hill, 2008.

IEA. Technology Roadmap Concentrating Solar Power. **Current**, [S. l.], v. 5, p. 1–52, 2010. Disponível em: http://www.oecd-ilibrary.org/energy/technology-roadmap-concentrating-solar-power_9789264088139-en.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2019**. [s.l: s.n.]. Disponível em: www.irena.org.

ISLAM, Md Tasbirul; HUDA, Nazmul; 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**, [S. l.], v. 91, p. 987–1018, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.097.

JÚNIOR, Armando Sá Ribeiro et al. **Relatório Técnico - Modelos Termodinâmico-econômico e surrogate para: ORCs otimizados; tanques de armazenamento; campos solares híbridos - Projeto AERES**. Salvador.

JÚNIOR, Armando Sá Ribeiro; DA SILVA, Júlio Augusto Mendes; FREIRES, Francisco Gaudêncio M.; TORRES, Ednildo Andrade; VILASBOAS, Icaro Figueiredo; DA SILVA, Adriano Pereira; OLIVEIRA, Luan Saldanha; SILVA, Rafael Miranda; MENZEL, Andreas Siman. **Representações Típicas**. Salvador.

JÚNIOR, Armando; SILVA, Júlio; FREIRES, Francisco; TORRES, Ednildo; VILASBOAS, Ícaro; SILVA, Adriano; OLIVEIRA, Luan; SILVA, Rafael; MENZEL, Andreas. **Relatório Técnico - Revisão da Literatura Sobre Ciclos de Potência para Recuperação de Calor Residual - Projeto AERES**. Salvador.

KURAVI, Sarada; TRAHAN, Jamie; GOSWAMI, D. Yogi; RAHMAN, Muhammad M.; STEFANAKOS, Elias K. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. **Progress in Energy and Combustion Science**, [S. l.], v. 39, n. 4, p. 285–319, 2013. DOI: 10.1016/j.pecs.2013.02.001. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2013.02.001>.

Leilões - CCEE. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>. Acesso em: 28 jul. 2022.

LIU, Tianye; YANG, Jingze; YANG, Zhen; DUAN, Yuanyuan. Techno-economic feasibility of solar power plants considering PV/CSP with electrical/thermal energy storage system. **Energy Conversion and Management**, [S. l.], v. 255, 2022. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115308.

LUO, Yan; HU, Yue; LU, Tao. Efficient optimized design of solar power tower plants based on successive response surface methodology. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, [S. l.], v. 14, n. 4, p. 475–486, 2019. DOI: 10.1093/ijlct/ctz031.

M. E. KAZEMIAN; S. A. GANDJALIKHAN NASSAB. Thermodynamic Analysis and Statistical Investigation of Effective Parameters for Gas Turbine Cycle using the Response Surface Methodology. **International Journal of Engineering**, [S. l.], v. 33, n. 6, 2020. DOI: 10.5829/ije.2020.33.05b.22. Disponível em: http://www.ije.ir/article_107062.html.

MALEKI, Farhad; OVENS, Katie; NAJAFIAN, Keyhan; FORGHANI, Behzad; REINHOLD, Caroline; FORGHANI, Reza. Overview of Machine Learning Part 1. **Neuroimaging Clinics of North America**, [S. l.], v. 30, n. 4, p. e17–e32, 2020. DOI: 10.1016/j.nic.2020.08.007. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1052514920300629>.

Mapas - ONS. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 27 jul. 2022.

MEHOS, Mark; PRICE, Hank; CABLE, Robert; KEARNEY, David; KELLY, Bruce; KOLB, Gregory; MORSE, Frederick. **Concentrating Solar Power Best Practices Study**. [s.l: s.n.]. Disponível em: www.nrel.gov/publications.

Net Zero Emissions – Topics - IEA. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/net-zero-emissions>. Acesso em: 18 jul. 2022.

O que é o SIN - ONS. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 27 jul. 2022.

O Sistema em Números - ONS. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 15 jul. 2022.

PACHECO, JAMES E. BRADSHAW, Robert W. et al. Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project. **Contract**, [S. l.], n. January, p. 294, 2002. DOI: 10.2172/793226.

Parabolic Trough | Concentrating Solar Power Projects | NREL. 2023. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/parabolic-trough>. Acesso em: 6 jan. 2023.

PEREIRA, Enio et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** [s.l.] : Universidade Federal de São Paulo, 2017. DOI: 10.34024/978851700089. Disponível em: <http://repositorio.unifesp.br/handle/11600/58353>.

PETROBRAS. **N-550 Projeto de Isolamento Térmico a Alta Temperatura.** , 2001.

Qualidade do Suprimento - ONS. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 15 jul. 2022.

QUOILIN, Sylvain; BROEK, Martijn Van den; DECLAYE, Sébastien; DEWALLEF, Pierre; LEMORT, Vincent. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 22, p. 168–186, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.01.028.

RASHIDI, M. M.; BÉG, O. Anwar; PARSA, A. Basiri; NAZARI, F. Analysis and optimization of a transcritical power cycle with regenerator using artificial neural networks and genetic algorithms. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, [S. l.], v. 225, n. 6, p. 701–717, 2011. DOI: 10.1177/0957650911407700. Disponível em: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0957650911407700>.

ROVIRA, Antonio; MONTES, María José; VALDES, Manuel; MARTÍNEZ-VAL, José María. Energy management in solar thermal power plants with double thermal storage system and subdivided solar field. **Applied Energy**, [S. l.], v. 88, n. 11, p. 4055–4066, 2011. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.04.036.

SANTOS, José J. C. S.; PALACIO, José C. E.; REYES, Arnaldo M. M.; CARVALHO, Monica; FREIRE, Alberto J. R.; BARONE, Marcelo A. Concentrating Solar Power. **Advances in Renewable Energies and Power Technologies**, [S. l.], v. 1, n. 2, p. 373–402, 2018. DOI: 10.1016/B978-0-12-812959-3.00012-5.

SCHULTE-FISCHEDICK, Jan; TAMME, Rainer; HERRMANN, Ulf. CFD analysis of the cool down behaviour of molten salt thermal storage systems. **2008 Proceedings of the 2nd International Conference on Energy Sustainability, ES 2008**, [S. l.], v. 2, n. August, p. 515–524, 2009. DOI: 10.1115/ES2008-54101.

SENGUPTA, Manajit; XIE, Yu; LOPEZ, Anthony; HABTE, Aron; MACLAURIN, Ga-len; SHELBY, James. The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 89, p. 51–60, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.003. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/>. Acesso em: 27 ago. 2022.

Sistemas Isolados. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-oi-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 27 jul. 2022.

SUÁREZ, C.; PINO, F. J.; ROSA, F.; GUERRA, J. Heat loss from thermal energy storage ventilated tank foundations. **Solar Energy**, [S. l.], v. 122, p. 783–794, 2015. DOI: 10.1016/j.solener.2015.09.045.

System Advisor Model - SAM. 2022. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 12 ago. 2022.

TAHIR, Saad; AHMAD, Muhammad; ABD-UR-REHMAN, Hafiz M.; SHAKIR, Sehar. Techno-economic assessment of concentrated solar thermal power generation and potential

barriers in its deployment in Pakistan. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 293, 2021. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126125.

Tarifas de Energia de Otimização, de Serviços Ancilares e PLD são fixados para 2022 — Português (Brasil). 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-sao-fixados-para-2022>. Acesso em: 29 jul. 2022.

THE MATHWORKS INC. **Machine Learning in MATLAB: User's Guide (R2021b)**. , 2021.

THONIG, Richard; LILLIESTAM, Johan. **CSP.guru 2022-07-01**. Zenodo.org, , 2022.

TIAN, Y.; ZHAO, C. Y. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. **Applied Energy**, [S. l.], v. 104, p. 538–553, 2013. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.051.

TRENBERTH, Kevin E.; FASULLO, John T.; KIEHL, Jeffrey. Earth's global energy budget. **Bulletin of the American Meteorological Society**, [S. l.], v. 90, n. 3, p. 311–323, 2009. DOI: 10.1175/2008BAMS2634.1. Acesso em: 20 jul. 2022.

TURCHI, Craig S.; BOYD, Matthew; KESSELI, Devon; KURUP, Parthiv; MEHOS, Mark; NEISES, Ty; SHARAN, Prashant; WAGNER, Michael; WENDELIN, Timothy. **CSP Systems Analysis - Final Project Report**. [s.l: s.n.]. Disponível em: www.nrel.gov/publications.

VILASBOAS, Icaro Figueiredo; DOS SANTOS, Victor Gabriel Sousa Fagundes; RIBEIRO, Armando Sá; DA SILVA, Julio Augusto Mendes. Surrogate models applied to optimized organic rankine cycles. **Energies**, [S. l.], v. 14, n. 24, 2021. DOI: 10.3390/en14248456.

WAGNER, Michael J.; GILMAN, Paul. **Technical Manual for the SAM Physical Trough Model**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>.

YAĞLI, Hüseyin; KOÇ, Yıldız; KOÇ, Ali; GÖRGÜLÜ, Adnan; TANDIROĞLU, Ahmet. Parametric optimization and exergetic analysis comparison of subcritical and supercritical organic Rankine cycle (ORC) for biogas fuelled combined heat and power (CHP) engine exhaust gas waste heat. **Energy**, [S. l.], v. 111, p. 923–932, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.119. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216307472>.

ZAVERSKY, Fritz; GARCÍA-BARBERENA, Javier; SÁNCHEZ, Marcelino; ASTRAIN, David. Transient molten salt two-tank thermal storage modeling for CSP performance simulations. **Solar Energy**, [S. l.], v. 93, p. 294–311, 2013. DOI: 10.1016/j.solar.2013.02.034. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13001436>.

9 APÊNDICE

Espessuras econômicas, em mm, para isolamento com silicato de cálcio – Tabela G-1 da norma N-550 da Petrobras

Diâmetro (in)	Temperatura de Operação (°C)															
	50	75	100	125	150	175	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650
1/2																
3/4																
1																
1 1/4	25															
1 1/2																
2																
2 1/2																
3																
4																
5																
6																
8																
10																
12																
14																
16																
18																
20																
22																
24																
26																
28																
30																
32																
34																
36																
Plano																

- Notas:
- 1) Para diâmetros acima de 36 in, considerar superfície plana.
 - 2) Exemplo de utilização: para uma linha de 6 in operando a 175 °C, a espessura econômica é 63 mm.
 - 3) A TABELA G-1 contempla somente o critério de conservação de energia e as condições estabelecidas no item G-1.1.

As referências para a determinação das espessuras econômicas utilizadas pela norma estão destacadas abaixo:

- a) temperatura ambiente: 25 °C;
- b) velocidade do vento: 10 km/h;
- c) emissividade da superfície: 0,20;
- d) custo do isolamento em US\$/m², conforme Tabela G-2 da norma (ref.: Dez/2000);
- e) custo do combustível: US\$ 4,32 · 10⁻⁹/J (ref.: Dez/2000);

- f) eficiência do sistema de conversão: 82 %;
- g) taxa de atratividade: 15 %;
- h) taxa de crescimento diferenciado do custo da energia: 0 %;
- i) vida do sistema de isolamento: 10 anos;
- j) horas de operação: 8 250 h/ano;
- k) custo de manutenção: 2 % do custo do isolamento, por ano.



UFBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: pei@ufba.br

Home page: <http://www.pei.ufba.br>