

JOSE HENRIQUE RICARDO FRANÇOSO

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOLAR POR MEIO DE SUA
CONVERSÃO EM ENERGIA TÉRMICA POR VARIAÇÃO DE ENTALPIA
EM SAIS FUNDIDOS

São Paulo, 2014

JOSE HENRIQUE RICARDO FRANÇOSO

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOLAR POR MEIO DE SUA
CONVERSÃO EM ENERGIA TÉRMICA POR VARIAÇÃO DE ENTALPIA
EM SAIS FUNDIDOS

Monografia apresentada ao Curso de
Especialização “Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética”, do PECE da Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo.

JOSE HENRIQUE RICARDO FRANÇOSO

**ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOLAR POR MEIO DE SUA
CONVERSÃO EM ENERGIA TÉRMICA POR VARIAÇÃO DE ENTALPIA
EM SAIS FUNDIDOS**

Monografia apresentada ao Curso de Especialização “Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética”, do PECE da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Área de Concentração: Energias Renováveis com ênfase em Energia Solar.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho de conclusão de curso aos meus familiares e principalmente, à minha esposa, que ao longo dessa trajetória, sempre me apoiaram e me motivaram.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus, pela oportunidade de estar realizando este trabalho.
Depois agradeço a minha família e esposa pela paciência e força que me deram.

Agradeço também ao professor orientador Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco
pelos ensinamentos e pela atenção dada durante a elaboração deste trabalho.

RESUMO

As fontes alternativas de energia, principalmente as renováveis, têm crescido consideravelmente nos últimos anos, devido às restrições ambientais, ao preço do petróleo internacional e ao apelo por parte da população e dos governantes para se utilizarem fontes limpas de geração de energia.

A energia solar aparece como uma alternativa promissora para atender à demanda de energia, porém essa fonte é fortemente dependente das condições climáticas e da presença do Sol para conseguir fornecer eletricidade ou calor.

Uma maneira encontrada para superar a volatilidade desta fonte é a utilização de sistemas de armazenamento térmico, que conseguem transformar o calor armazenado em energia elétrica, mesmo quando a incidência solar é pequena ou nula. Portanto, com esse sistema, é possível controlar e estabelecer o melhor horário para o fornecimento de energia, garantindo despachabilidade ao sistema.

O objetivo desta monografia é discutir os aspectos técnicos e econômicos de um armazenador de energia solar com tanques de sais fundidos aplicados a uma usina termosolar para geração de energia elétrica, localizada no interior da Bahia.

O escopo deste trabalho estará restrito ao armazenador de energia. Os equipamentos serão dimensionados baseando-se na literatura disponível para usinas termosolares com coletores concentradores tipo calha parabólica operando com óleo térmico.

Por fim, serão estimados, com as informações disponíveis na literatura, os custos construtivos do sistema de armazenamento térmico e uma referência ao custo completo da usina heliotérmica. Com base neste quadro de custos, será realizada uma estimativa da viabilidade econômica de uma usina termosolar com armazenamento e depois compará-la com a de uma usina termosolar sem armazenamento de energia.

Palavras-chave: armazenamento térmico, usina heliotérmica, tanques de armazenamento com sal fundido

ABSTRACT

Alternative energy sources, especially renewable, have grown considerably in recent years due to environmental constraints, the international price of oil and the appeal from the people and rulers to use clean sources of power generation.

Solar energy appears as a promising alternative to meet energy demand, but this source is heavily dependent on weather conditions and the presence of the sun to be able to provide electricity or heat.

One way found to overcome the volatility of this source is the use of thermal storage systems, which can turn heat stored into electric energy, even when the sunlight is small or zero. Therefore, with this system, you can control and determine the best time for the power supply, ensuring dispatchability to the system.

The purpose of this monograph is to discuss the technical and economic aspects of store of solar energy with molten salt tanks applied to a solar thermal plant for electricity generation, located in Bahia.

The scope of this work is restricted to the storage of energy. The equipment will be sized based on the available literature to solar thermal power plants with parabolic trough collectors operating with thermal oil.

Finally, it will be estimated with the information available in the literature, the constructive cost of thermal energy storage system and a reference to the full cost of the solar thermal plant. On this basis of costs, an estimate of the economic feasibility of a solar thermo power plant with storage will be performed and then compared it with a solar thermo power plant without thermal energy storage.

Keywords: thermal energy storage, concentrated solar power, molten salt storage tanks

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Disponibilidade das principais fontes de energia. (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	17
Figura 2 – Diferentes tecnologias de usinas de concentrador solar. (Fonte: LENZEL, 2014)	18
Figura 3 – Visão geral das diferentes tecnologias CSP e seus intervalos de temperatura (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	19
Figura 4 – Subdivisão das tecnologias CSP em relação ao tipo focal. (CARDOZO, F. R., 2012).....	20
Figura 5 – Quantidade instalada das tecnologias CSP. (Fonte: LENZEL, 2014)	21
Figura 6 – Status de maturidade das tecnologias de armazenamento. (Fonte: KURAVI et al., 2013)	22
Figura 7 – Categorização dos sistemas de armazenamento térmico. (Fonte: KURAVI et al., 2013)	23
Figura 8 – Layout esquemático da integração do sistema de armazenamento na planta solar. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	23
Figura 9 – Armazenamento direto com sal fundido – Torre Solar. (CARDOZO, 2012)	26
Figura 10 – Armazenamento indireto com sal fundido – Calhas Parabólicas. (KOPP, 2009)	27
Figura 11 – Armazenamento indireto e sal fundido como fluido de trabalho. (KOPP, 2009)	28
Figura 12 – Esquema de armazenamento térmico com dois tanques e trocador de calor. (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	29
Figura 13 – Fundação do tanque de armazenamento térmico. (KELLY; KEARNEY, 2004)	30
Figura 14 – Trocador de calor usado no sistema óleo e sal. (Fonte: http://www.mac-tpi.com/).....	31
Figura 15 – Conceito de uma planta Torre Solar com acumulador de vapor. (Fonte: LAING, 2011)	33
Figura 16 – Esquema do acumulador de vapor. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	34
Figura 17 – Esquema de uma planta com o sistema de armazenamento tipo Colmeia de Cerâmica. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)	35
Figura 18 – Exemplo de um armazenamento térmico com reações termoquímicas. (LAING, 2011)	38
Figura 19 – Encapsulamento de materiais de mudança de fase. (LAING, 2011).....	39
Figura 20 – Mapa da irradiação direta no Brasil. (Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006).....	41
Figura 21 – Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2014. (Fonte: ONS)....	42
Figura 22 – Calor específico do óleo sintético e sais de nitrato fundidos. (Fonte: KOPP, 2009)	44

Figura 23 – Coeficiente de transferência de calor por unidade de massa em função da temperatura. (Fonte: KOPP, 2009).....	45
Figura 24 – Usina termosolar Solana (280 MW) com 6 pares de tanques de armazenamento. (Fonte: http://www.csp-world.com/news/20131004/001211/arizona-utility-highlights-benefits-csp-plants-energy-storage)	49
Figura 25 – Corte esquemático da bomba vertical. (Fonte: www.suzler.com)	50
Figura 26 – Sistema de armazenamento: tanques, bombas e trocadores de calor. (Fonte: PRICE et al., 2002)	51
Figura 27 – Exemplo de trocador de calor casco e tubo utilizado em usinas termosolares com armazenamento térmico. (Fonte: http://www.thermopedia.com/)	55
Figura 28 – Arranjo alinhado de tubos em um banco. (Fonte: INCROPERA; DEWITT, 2003)	56
Figura 29 - Aquecedores imersos nos sais fundidos. (Fonte: http://www.chromalox.com/)	57
Figura 30 - Corte do tanque de armazenamento, visto de cima. (Fonte: KELLY)	58
Figura 31 – Características do coletor solar usado em Andasol 1. (Fonte: BALZ)	60
Figura 32 – Detalhe do Bloco de Potência da Usina Solar Térmica. (Fonte: KOPP, 2009)	62
Figura 33 - Diagrama T-S do Ciclo de Potência. (Fonte: KOPP, 2009).....	63
Figura 34 – Abertura dos custos de Investimento de uma planta heliotérmica de 50 MW com armazenamento térmico de 7,5 horas. (Fonte: COSTA, 2014)	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos materiais de armazenamento	19
Tabela 2 – Características das diferentes tecnologias CSP	20
Tabela 3 – Materiais adequados para o uso em sistemas de armazenamento térmico	25
Tabela 4 – Comparação entre clico direto e ciclo indireto com sal fundido	27
Tabela 5 – Comparação das principais tecnologias de armazenamento térmico	36
Tabela 6 – Usinas termosolares em operação com sistema de armazenamento térmico	37
Tabela 7 – Características das principais usinas solares com armazenamento térmico. (Fonte: NREL)	46
Tabela 8 – Principais características da bomba de circulação de sal fundido. (Fonte: www.suzler.com)	49
Tabela 9 – Características do sal e óleo na interação nos trocadores de calor	53
Tabela 10 – Estimativa dos valores unitários para o sistema de armazenamento térmico. (Fonte: HERMANN U.; KELLY B.; PRICE H)	66
Tabela 11 – Custo estimado do sistema de armazenamento dimensionado	67
Tabela 12 – Custo de Implantação e Operação da Usina de 50 MW com armazenamento de 7,5 horas.....	68
Tabela 13 -Custo de Implantação e Operação da Usina de 50 MW sem armazenamento	69
Tabela 14 – Demonstrativo das prestações e amortizações do financiamento. (Valores em R\$)	72
Tabela 15 – DRE para a usina em operação do 1º ano ao 4º ano. (Valores em R\$)	73
Tabela 16 – Fluxos de Caixa do projeto e acionista até o 4º ano de operação da usina (Valores em R\$).....	74
Tabela 17 – Resultados da análise financeira da usina com armazenamento.....	74
Tabela 18 - Resultados da análise financeira da usina sem armazenamento	75

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EPC	<i>Engineering Procurement Construction</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
IPCA	Índice Nacional De Preços ao Consumidor Amplo
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação & Manutenção
PCM	<i>Phase Change Material</i>
PIS	Programa de Integração Social
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
SCA	<i>Solar Collector Assembly</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SM	<i>Solar Multiple</i>
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SIMBOLOGIA

A	Área dos trocadores de calor
A_{CS}	Área do campo solar
$A_{trocador}$	Área de um trocador de calor
A_{SCA}	Área do bloco de coletores solares
$A_{SM\ 1}$	Área do campo solar para múltiplo solar 1
$A_{SM\ 1.7}$	Área do campos solar para múltiplo solar 1.7
$c_{p\ Oleo}$	Calor específico do óleo sintético
$c_{p\ Sal}$	Calor específico do sal fundido
C_{Bombas}	Custo das bombas
C_{Sal}	Custo do sal
$C_{Tanques}$	Custo dos tanques
$C_{Trocadores}$	Custo dos trocadores
D	Diâmetro dos tubos internos ao trocador
D_{circ}	Diâmetro da carcaça do trocador de calor
DNI	Irradiação solar direta
g	Aceleração da gravidade
h	Horas de armazenamento
H	Altura manométrica da bomba
k_e	Custo de capital próprio
k_d	Custo de capital de terceiros
L	Comprimento dos tubos internos ao trocador
$LCOE$	Custo da energia gerada
\dot{m}_{bomba}	Fluxo de massa do sal na bomba
\dot{m}_{Sal}	Fluxo de massa do sal no trocador de calor
m_{Sal}	Massa do sal dentro do tanque
η_{bomba}	Eficiência da bomba
η_{solar}	Rendimento solar

$N_{Coletores}$	Número de coletores solares
N_{Loop}	Número de <i>loops</i> dos coletores
N_{tubos}	Número de tubos dentro do trocador de calor
N_{SCA}	Número de blocos de coletores solares
P	Potência da bomba
P_{aq_frio}	Potência dos aquecedores elétricos do tanque frio
P_{aq_quente}	Potência dos aquecedores elétricos do tanque quente
P_E	Produção anual de energia elétrica da usina
q_{perdas}	Taxa de perda de calor nos tanques
q_{frio}	Taxa de perda de calor no tanque frio
q_{quente}	Taxa de perda de calor no tanque quente
\dot{Q}	Taxa de troca de calor
Q	Calor armazenado no tanque
S_L	Passo longitudinal dos tubos
S_T	Passo transversal dos tubos
T	Temperatura do fluido
T_q	Temperatura do tanque quente
T_f	Temperatura do tanque frio
T_{tanque}	Temperatura interna do tanque
U	Coeficiente global de transferência de calor
V_{Sal}	Volume ocupado pelo sal
V_{tanque}	Volume do tanque de armazenamento
$WACC$	Custo oportunidade
ΔT_m	Diferença da temperatura média apropriada
ΔT_{ml}	Média logarítmica das diferenças de temperaturas

Sumário

1	Motivação e Escopo	15
2	Revisão Bibliográfica	17
2.1	Introdução	17
2.2	Estado da arte das tecnologias de armazenamento térmico.....	21
2.2.1	Sistema com tanque de sal fundido (<i>Molten Salt</i>).....	24
2.2.2	Sistema de acumulador de vapor (<i>Ruth's Storage</i>)	32
2.2.3	Colmeia de cerâmica (<i>Ceramic Honeycomb</i>)	34
2.2.4	Quadro comparativo das tecnologias	35
2.3	Novas tecnologias em desenvolvimento	37
2.3.1	Armazenamento termoquímico.....	38
2.3.2	Materiais de mudança de fase (<i>Phase change material</i>)	38
3	Análise de uma planta termosolar tipo calha parabólica com sistema de armazenamento térmico com tanques de sais fundidos	40
3.1	Características do local escolhido	40
3.2	Dimensionamento do sistema de armazenamento térmico.....	43
3.2.1	Fluidos de transferência de calor e de armazenamento	43
3.2.2	Tanques de armazenamento	45
3.2.3	Sistema de bombeamento	49
3.2.4	Trocadores calor óleo-sal	52
3.2.5	Aquecedores auxiliares	57
3.3	Características das Calhas Parabólicas.....	59
3.4	Características do Bloco de Potência.....	61
4	Análise Financeira e Estimativa de Custos.....	64
4.1	Usina heliotérmica com calhas parabólicas e armazenamento térmico	65
4.2	Usina heliotérmica com calhas parabólicas e sem armazenamento térmico	68
4.3	Análise financeira	70
5	Considerações Finais	76
6	Bibliografia	78
	Anexo A – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica com armazenamento térmico	81
	Anexo B – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica sem armazenamento térmico	82

1 Motivação e Escopo

A preocupação com as mudanças climáticas e com a dependência do petróleo internacional fez com que a maioria dos países adotasse novas estratégias de desenvolvimento energético nos últimos anos. Em consequência disso, as fontes de energias renováveis estão ganhando cada vez mais destaque, tanto na geração de empregos quanto no fortalecimento da matriz energética destes países.

Entretanto, as fontes de geração de energia que necessitam de sol ou vento são apenas complementares, pois possuem a característica de não serem controláveis ou despacháveis (energia disponível de forma imediata para suprir a demanda), e por isso, não podem estar na base da matriz energética, ocupada atualmente pelas grandes hidrelétricas (com reservatório), termelétricas e nucleares.

O aumento da utilização de hidrelétricas a fio d'água (sem reservatório), devido às crescentes restrições ambientais, fez com que a capacidade de regularização do sistema elétrico tivesse uma redução gradual nos últimos anos. Em 2001, por exemplo, a capacidade de regularização do Sistema Interligado Nacional (SIN) era de 6,27 meses. Isso significa que os reservatórios, se completamente cheios, possuiriam energia armazenada capaz de atender a demanda nesse período, sem a necessidade de geração complementar de outras fontes. Já em 2012, esse número havia contraído para 4,91 meses, isto é, uma queda de quase 25% em 11 anos. Em relação ao futuro, os números tendem a continuar em queda, segundo o relatório da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN, 2013), a capacidade de regularização atingirá 3,35 meses em 2021, considerando as informações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, elaborado pela EPE.

Uma consequência dessa redução aconteceu no ano passado (2013) quando as usinas termelétricas tiveram que ficar ligadas o ano inteiro para suprir a demanda de energia e evitar um possível racionamento. Portanto, faz-se necessário o desenvolvimento de alternativas de armazenamento de energia, seja para suprir horários de pico, seja para aumentar o controle do sistema entre geração e demanda de energia.

Uma alternativa que está se mostrando viável, principalmente nas usinas termosolares, é a utilização de sistemas de armazenamento térmico, para uso posterior da energia. Com essa tecnologia, é possível despachar energia elétrica em dias nublados ou mesmo durante a noite. Algumas plantas de energia solar térmica já estão operando 24 horas por dia, como é o caso da Gemasolar (19,9 MW) na Espanha.

Esse sistema geralmente é dividido em três partes: o próprio material de armazenamento, o trocador de calor e o recipiente onde será armazenado o fluido térmico. Na realidade atual, as tecnologias comercialmente mais difundidas utilizam o calor sensível de sais fundidos ou acumuladores de vapor, enquanto sistemas termoquímicos ou de calor latente de fusão ainda estão em fases experimentais.

Nesta monografia serão discutidos os aspectos técnicos e econômicos de um armazenador de energia solar com sais fundidos aplicados a uma usina termosolar para geração de energia elétrica na Bahia. Com base nesta literatura se justificará o dimensionamento do armazenador térmico.

O escopo deste trabalho estará restrito ao armazenador de energia, utilizando-se para a usina termosolar os dimensionamentos propostos na literatura para usinas termosolares com coletores concentradores tipo calha parabólica operando com óleo térmico. Dentro desta configuração ter-se-á um trocador de calor para coleta de energia proveniente do óleo térmico para os recipientes de sal fundido.

Por fim, serão estimados com as informações disponíveis os custos construtivos do armazenador e uma referência ao custo completo da usina. Com base neste quadro de custos, será realizada uma estimativa da viabilidade econômica de uma usina termosolar com armazenamento e depois compará-la com a de uma usina termosolar sem armazenamento de energia.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

O primeiro sistema de conversão da energia solar em trabalho útil ocorreu há aproximadamente 100 anos, no Egito. Ele era composto de espelhos parabólicos para gerar vapor e mover as bombas para irrigação, às margens do rio Nilo. Além disso, tanques eram usados para armazenar vapor de água saturado, parecidos com os utilizados atualmente (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

Desde então, avanços tecnológicos têm sido realizados para atender à crescente necessidade de demanda energética, com a utilização de sistemas mais eficientes e de custo reduzido.

A Figura 1 mostra as principais fontes utilizadas para a geração de energia elétrica. A tecnologia de energia solar concentrada (CSP) é a única entre as fontes renováveis que, apesar de ser variável como a fotovoltaica ou eólica, consegue facilmente utilizar sistemas de armazenamento térmico (TES), tornando-se uma energia despachável, isto é, prontamente disponível para atender a demanda, assim como as fontes convencionais de energia.

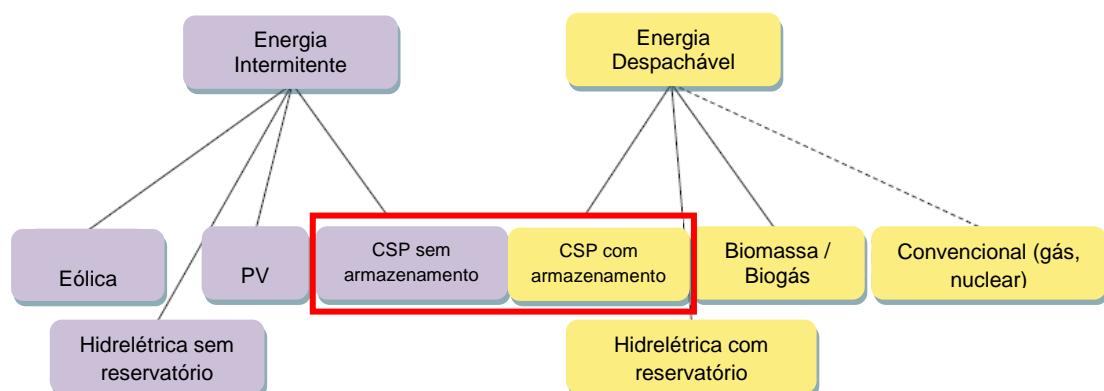


Figura 1 – Disponibilidade das principais fontes de energia. (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

Os diferentes tipos de tecnologia usados nas usinas termosolares podem ser divididos em 4 grupos principais: calhas parabólicas, torre solar ou torre central, Fresnel linear e disco parabólico (Figura 2).

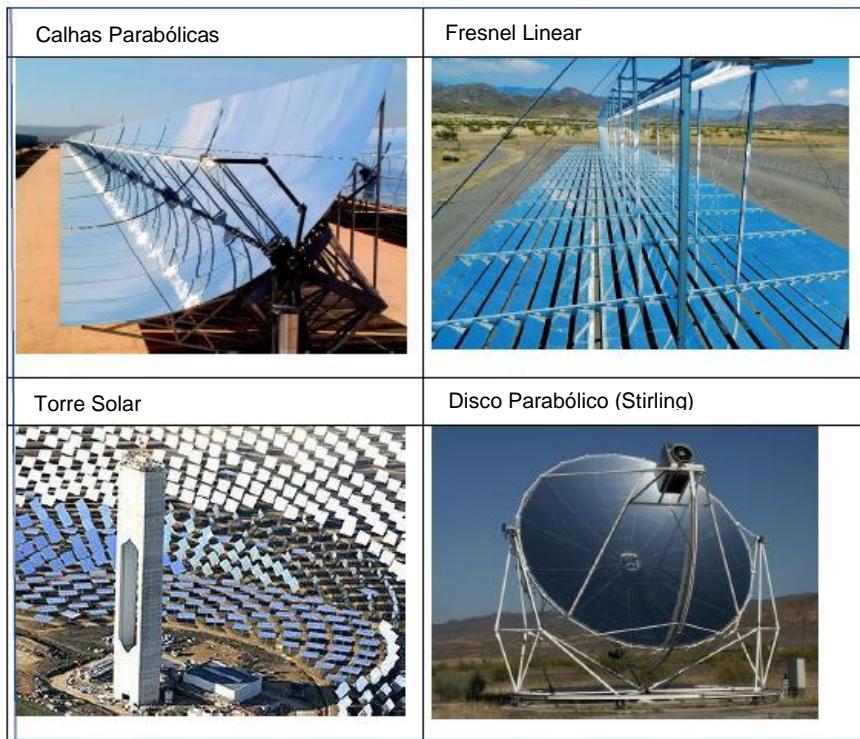


Figura 2 – Diferentes tecnologias de usinas de concentrador solar. (Fonte: LENZEL, 2014)

O princípio de coleta da radiação solar é o mesmo: os raios solares são refletidos através de espelhos e concentrados em um foco, que pode ser linear ou pontual. Esses sistemas geralmente operam na faixa entre 200 °C e 800 °C, dependendo das características termodinâmicas do fluido de transferência de calor (HTF) e da razão de concentração solar (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014). Na Figura 3 é possível observar a faixa de temperatura de operação das principais tecnologias heliotérmicas, que dependem principalmente das características do fluido térmico utilizado e da razão de concentração, isto é, razão entre as áreas do coletor e receptor. Quanto maior essa razão, maior será a temperatura que o fluido poderá atingir.

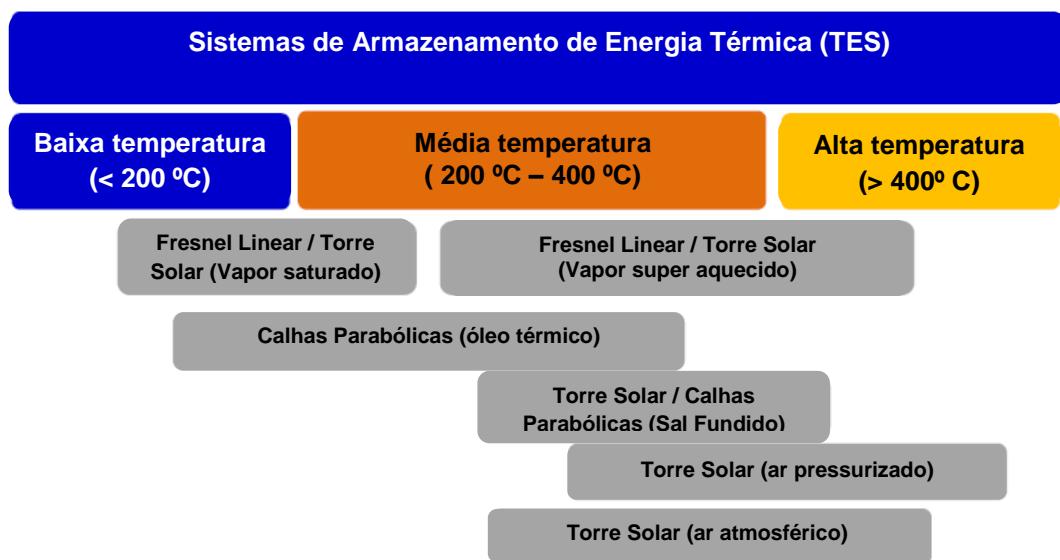


Figura 3 – Visão geral das diferentes tecnologias CSP e seus intervalos de temperatura (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

Sistemas que utilizam óleo térmico, como fluido de transferência de calor (HTF), conseguem atingir temperaturas de até 400 °C, pois acima desse valor, o material começa a perder sua estabilidade térmica. Por isso, os sais fundidos são uma alternativa para armazenar a energia térmica solar, porque conseguem atingir valores da ordem de 570 °C. Tecnologias que usam ar, como meio de transferência de calor, permitem atingir temperaturas ainda maiores, entretanto, devido à estabilidade térmica dos equipamentos, existem algumas limitações de operação por longos períodos com elevadas temperaturas (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

A Tabela 1 abaixo apresenta as características dos principais materiais empregados na indústria para armazenamento térmico em usinas de energia solar concentrada.

Tabela 1 – Características dos materiais de armazenamento

Material	Temperatura mínima (°C)	Temperatura máxima (°C)	Densidade média (kg/m ³)
Óleo mineral	200	300	770
Óleo sintético	180	410	900
Sais de nitrato	265	565	1870
Cerâmica	-	900	2000

Entre as quatro tecnologias CSP usadas para concentrar e coletar a luz do sol e transformá-la em calor, é possível dividi-las em 2 grupos: as que focam os raios solares em uma linha (calhas parabólicas e Fresnel) e as que focam em um ponto (torre central e disco parabólico).

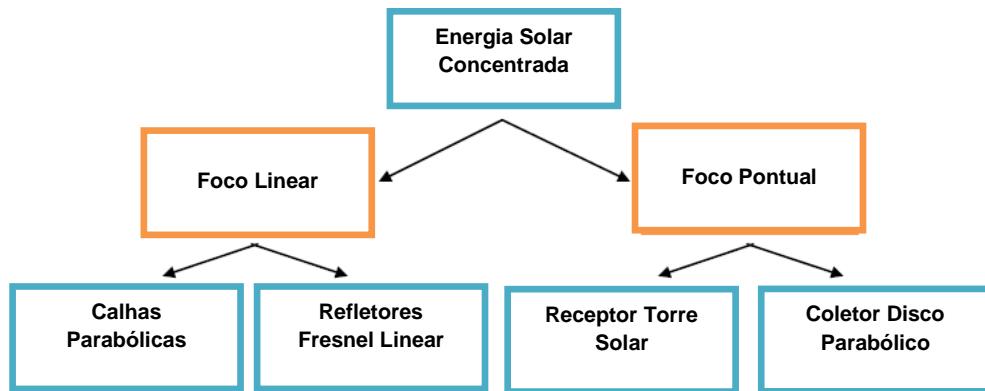


Figura 4 – Subdivisão das tecnologias CSP em relação ao tipo focal. (CARDOZO, F. R., 2012)

As características principais de cada uma dessas tecnologias estão mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características das diferentes tecnologias CSP

Calha Parabólica	Fresnel Linear	Torre Solar	Disco Parabólico
<ul style="list-style-type: none"> • Usa um espelho parabólico linear que concentra a luz solar em um tubo (receptor) • O receptor contém um fluido (óleo, sal fundido) • O fluido aquecido gera vapor de água que aciona uma turbina para gerar energia • Sistema de dois ciclos 	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza uma série de espelhos longos, estreitos, curvos ou planos • A luz solar é concentrada em um receptor linear posicionado acima dos espelhos • Vapor gerado aciona uma turbina a vapor • Sistema de dois ciclos 	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza uma "malha" de espelhos planos, móveis (heliostatos) • A luz solar é focada pelos espelhos em um único ponto na torre • Um receptor aquece o fluido termico, que gera vapor e aciona um turbina • Sistema de dois ciclos 	<ul style="list-style-type: none"> • Usa um disco parabólico (parecido com um receptor de satélite) • O foco da luz solar é em um único ponto • Um motor de combustão (tipo Stirling) converte calor em energia cinética e impulsiona um gerador elétrico • Sistema de um único ciclo

Até o final de 2013, a capacidade de usinas CSP em operação era de aproximadamente 3,6 GW, sendo 90% do tipo calhas parabólicas e o restante dividido entre torre solar e Fresnel (LENZEL, 2014). Dos projetos que estão em construção ou comissionamento, a calha parabólica ainda é predominante, mas é

possível observar que a torre solar tem aumentado sua participação, principalmente devido aos sistemas de armazenamento térmico (Figura 5).

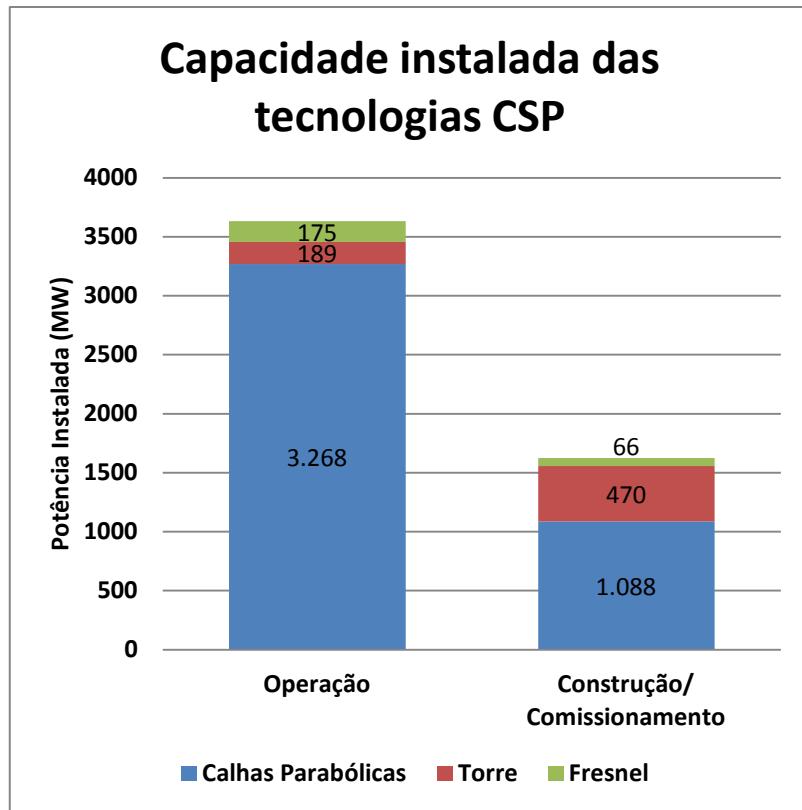


Figura 5 – Quantidade instalada das tecnologias CSP. (Fonte: LENZEL, 2014)

2.2 Estado da arte das tecnologias de armazenamento térmico

A energia térmica geralmente pode ser estocada elevando ou diminuindo a temperatura de uma substância (isto é, alterando seu calor sensível), na mudança de fase (isto é, alterando seu calor latente) ou através da combinação das duas.

Sistemas de armazenamento térmico apresentam diversas vantagens em relação as tecnologias de armazenamento químico e mecânico, pois geralmente possuem menores custos de investimento e elevada eficiência de operação. O protótipo que foi incorporado no projeto *Solar Two*, Califórnia, demonstrou eficiência maior do que 97% (KURAVI et al., 2013), que significa a razão entre a energia descarregada e a energia armazenada no sistema.

Os sistemas com maior maturidade de operação são os que utilizam o calor sensível, porém são também os que apresentam a menor densidade de energia (Figura 6) e portanto necessitam de maiores quantidades de material e estruturas de armazenamento.



Figura 6 – Status de maturidade das tecnologias de armazenamento. (Fonte: KURAVI et al., 2013)

De acordo com o conceito de estocagem, os sistemas podem ser divididos em ativo e passivo. Quando o material de armazenamento consegue fluir entre os tanques e trocadores de calor (gases ou líquidos), ele é denominado ativo. No caso onde o meio de armazenamento é sólido, o fluido de transferência de calor (HTF) passa através do material de armazenamento apenas para carregar e descarregar a energia térmica. Esse sistema é chamado de passivo, pois o material de estocagem de energia térmica permanece fixo. A Figura 7 ilustra as principais categorias de sistemas de armazenagem térmica.

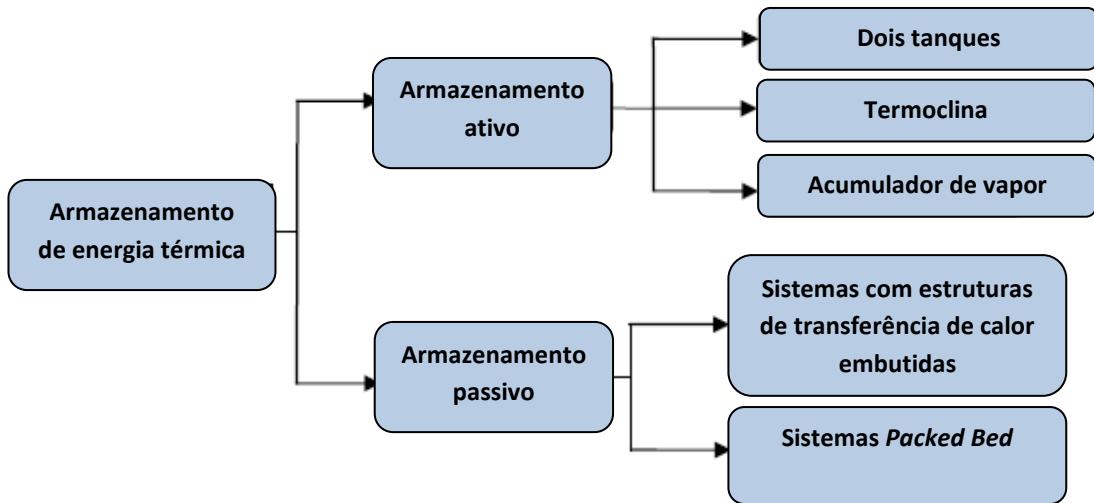


Figura 7 – Categorização dos sistemas de armazenamento térmico. (Fonte: KURAVI et al., 2013)

Dentro do sistema ativo, é ainda possível subdividir em duas partes: ciclo direto e ciclo indireto. Com o método direto (Figura 8, à esquerda), o fluido de transferência de calor (HTF) é usado como material de armazenamento: o fluido sai tanque frio, é aquecido nos receptores solares, vai para o tanque quente e depois vai para o bloco de potência para gerar o vapor d'água aquecido. No método indireto (Figura 8, à direita), os fluidos térmicos e armazenamento são diferentes, portanto existe a necessidade de um trocador de calor para transferir o calor do fluido térmico para o material de armazenamento e vice-versa.

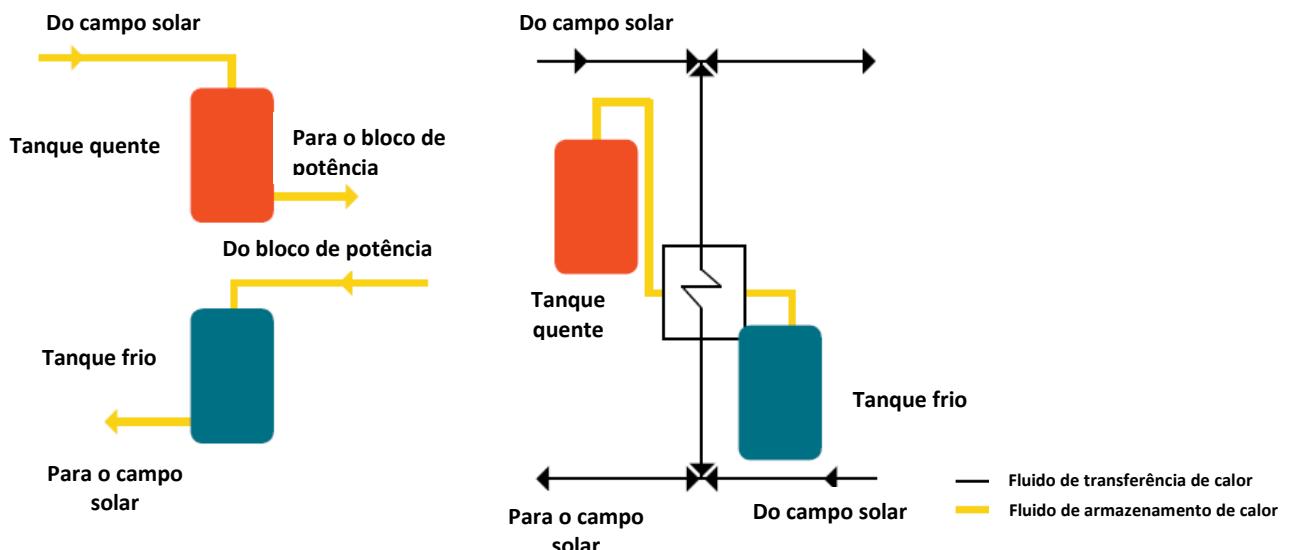


Figura 8 – Layout esquemático da integração do sistema de armazenamento na planta solar. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

As principais tecnologias de armazenamento térmico, comercialmente utilizadas em plantas heliotérmicas em operação, são divididas em 3 tipos e serão detalhadas nos subitens a seguir: tanque de sal fundido (*molten salt storage*); acumulador de vapor (*Ruth's storage*) e colmeia cerâmica (*ceramic honeycomb storage*).

2.2.1 Sistema com tanque de sal fundido (*Molten Salt*)

O sistema de armazenamento térmico mais conhecido e aplicado comercialmente, em usinas heliotérmicas pelo mundo, é o que utiliza tanques com sais fundidos. O sal mais comumente utilizado, conhecido como “sal solar”, é composto de uma mistura eutética de 60% NaNO₃ (Nitrito de Sódio) e 40% de KNO₃ (Nitrito de Potássio). A escolha dessa mistura é justificada pelo fato de a temperatura de fusão (~220 °C) ser inferior às temperaturas de trabalho, conforme apresentadas na Tabela 1. Além disso, o sal solar é quimicamente estável até a temperatura de 570 °C.

A lista de alguns materiais, que podem ser utilizados no armazenamento térmico, pode ser visualizada na Tabela 3 (KURAVI et al., 2013). Os que possuem valores maiores de temperatura de fusão, geralmente são utilizados na forma de calor latente, isto é, sem variação da temperatura durante os processos de troca de calor.

Tabela 3 – Materiais adequados para o uso em sistemas de armazenamento térmico

T_{melt} (°C)	Material
307	NaNO_3
318	77.2 mol% NaOH –16.2% NaCl –6.6% Na_2CO_3
320	54.2 mol% LiCl –6.4% BaCl_2 –39.4% KCl
335	KNO_3
340	52 wt% Zn –48% Mg
348	58 mol% LiCl –42% KCl
380	KOH
380	45.4 mol% MgCl_2 –21.6% KCl –33% NaCl
381	96 wt% Zn –4% Al
397	37 wt% Na_2CO_3 –35% K_2CO_3 – Li_2CO_3
443	59 wt% Al –35% Mg –6% Zn
450	48 wt% NaCl –52% MgCl_2
470	36 wt% KCl –64% MgCl_2
487	56 wt% Na_2CO_3 –44% Li_2CO_3
500	33 wt% NaCl –67% CaCl_2
550	LiBr
632	46 wt% LiF –44% NaF_2 –10% MgF_2
660	Al
714	MgCl_2

O sal fundido pode ser utilizado apenas como meio de armazenamento ou também como o fluido de transferência de calor, tanto nos geradores de vapor, quanto no receptor solar.

Na tecnologia de concentração solar tipo torre central, o sistema alimenta diretamente o armazenamento, isto é, o próprio sal fundido, que está armazenado no tanque frio, circula até o receptor dos raios solares, onde aquece e segue para o bloco de potência da planta. Porém, parte do sal vai sendo armazenado no tanque quente, para posterior uso.

A Figura 9 ilustra uma configuração típica de um sistema com armazenamento com sais fundidos. É importante notar que, nesse caso, não houve a necessidade do trocador de calor, pois o fluido de transferência de calor e o material de armazenamento são os mesmos.

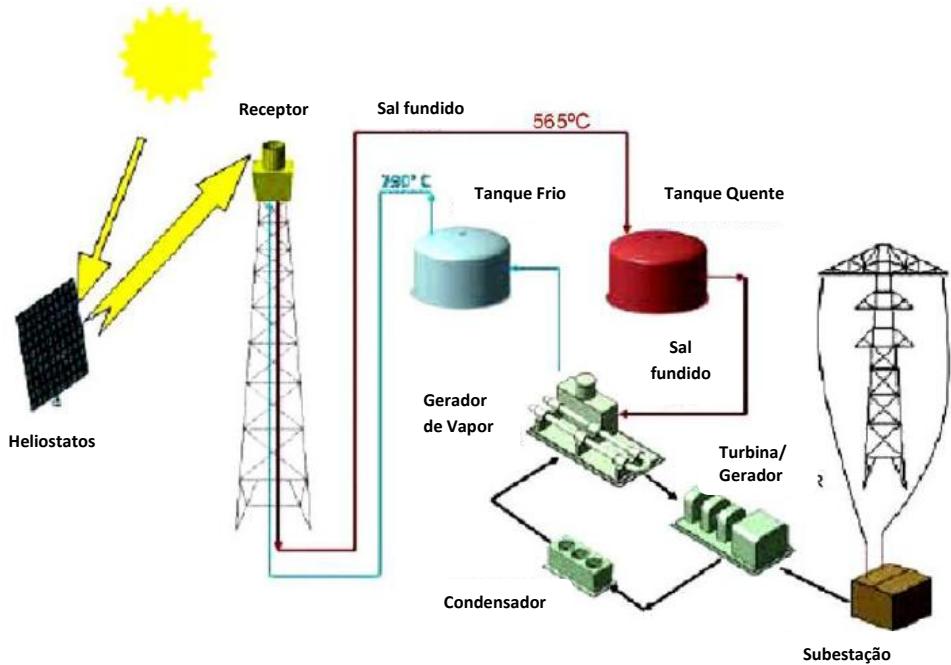


Figura 9 – Armazenamento direto com sal fundido – Torre Solar. (CARDOZO, 2012)

Com isso, uma menor quantidade de calor é perdida no processo, fazendo com que o sistema utilize a máxima amplitude de variação de temperatura do sal: frio ($290\text{ }^{\circ}\text{C}$) e quente ($565\text{ }^{\circ}\text{C}$) (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014), melhorando o desempenho da produção de energia na turbina/gerador. Aquecedores adicionais também são instalados para evitar a solidificação do sal na tubulação e nos tanques.

Outra configuração é o armazenamento indireto com sal fundido, onde existe a necessidade de trocadores de calor, pois materiais diferentes participam do ciclo termodinâmico.

A Figura 10 ilustra a configuração de uma planta termosolar que utiliza calhas parabólicas, dois tanques de armazenamento com sais fundidos e óleo sintético como fluido de trabalho. O fator limitante nesse caso é o óleo, que pode atingir temperaturas de até $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, pois acima disso, torna-se quimicamente instável. Com isso, a variação da temperatura entre o tanque de sal frio e quente, fica entre 290 e $390\text{ }^{\circ}\text{C}$.

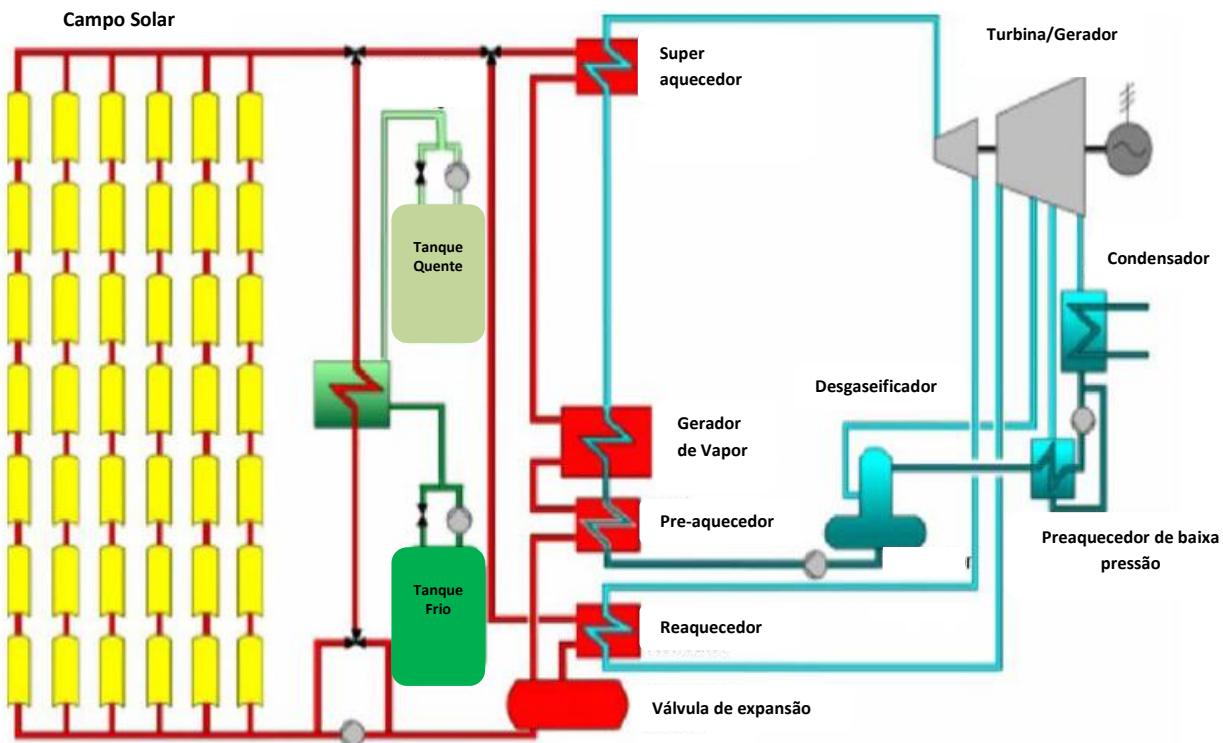


Figura 10 – Armazenamento indireto com sal fundido – Calhas Parabólicas. (KOPP, 2009)

Esse efeito na temperatura implica na necessidade de se utilizar mais material (sal fundido), no dimensionamento dos tanques, para se ter uma mesma quantidade de energia térmica armazenada. A Tabela 4 mostra as características de duas plantas em operação. É possível observar a planta Andasol 1, que utiliza o método indireto, precisa de mais de 3 vezes a quantidade de sal fundido do que a planta Germasolar, que possui o método direto.

Tabela 4 – Comparação entre ciclo direto e ciclo indireto com sal fundido

Projeto	Método de Armazenamento	Capacidade térmica (MWht)	Massa do material (t)	Temperatura (°C)		Densidade volumétrica de energia (kWh/m³)
				Tanque frio	Tanque quente	
Gemasolar	direto	1.000	8.500	290	565	210
Andasol 1	indireto	1.010	28.500	292	386	75

Outra configuração, menos usual, para o método indireto é a utilização do óleo sintético apenas no ciclo do campo solar, deixando o sal fundido como o fluido de trabalho para gerar vapor no ciclo de potência (conforme ilustrado na Figura 11).

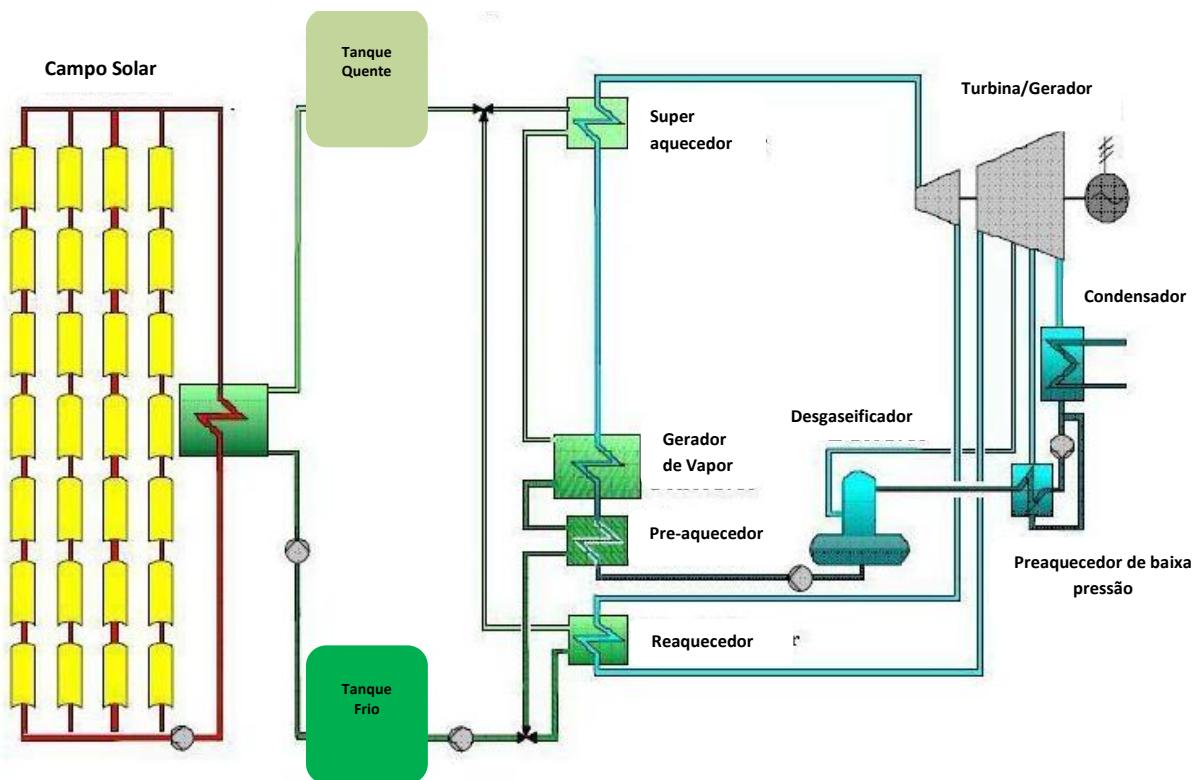


Figura 11 – Armazenamento indireto e sal fundido como fluido de trabalho. (KOPP, 2009)

No entanto, essa solução é fortemente desfavorecida em relação à configuração tradicional (Figura 10), pois exige um trocador de calor (óleo – sal) com área bem maior, o que implica em maiores custos (KOPP, 2009). Isso pode ser explicado pelo fato de que quando uma usina é dimensionada no primeiro caso (Figura 10), parte dela é usada diretamente para o bloco de potência para gerar energia, e parte passa através do trocador de calor para ser armazenada. Nesse outro caso (Figura 11), o trocador de calor deve estar dimensionado para suportar toda a usina, pois o óleo não tem mais contato com a água para gerar vapor.

2.2.1.1 Tanques de armazenamento

A Figura 12 mostra os desenhos dos tanques de armazenamento e trocadores de calor da usina Andasol 1. O da esquerda é representado como o tanque frio, e o da direita, o tanque quente. Entre os dois está o trocador de calor, do tipo casco e tubo. O fluido de transferência de calor (óleo sintético) percorre o trocador de calor através dos tubos, já o material de armazenamento (sal nitrato fundido) troca calor através do casco.

Testes em aplicações onde sais de nitrato fundidos atingem o limite de temperatura de 400°C ou menos, mostraram que o uso de aço carbono, como material dos tanques de armazenamento, pode ser considerado. Porém, para maiores temperaturas, é necessário o uso de aço inoxidável, pois este se mostrou mais resistente à corrosão durante os ciclos térmicos com mistura de sais de nitrato fundidos (KURAVI, 2013).

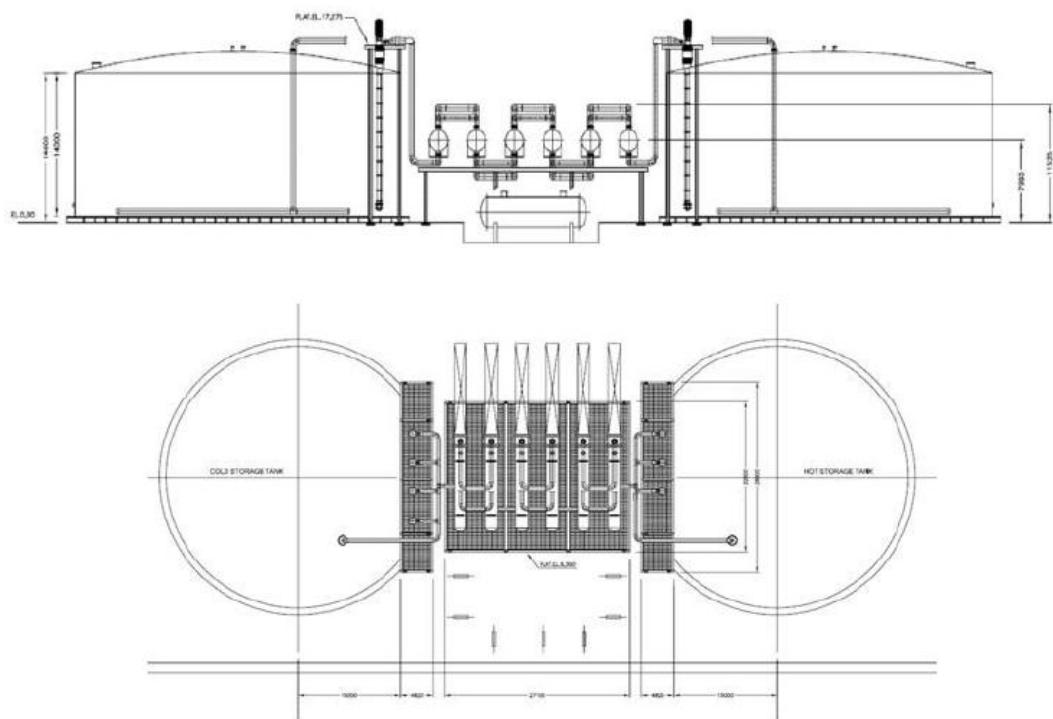


Figura 12 – Esquema de armazenamento térmico com dois tanques e trocador de calor. (SCHLIPP; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

A eficiência do armazenamento térmico está diretamente ligada às perdas de calor do sistema, principalmente as perdas nos tanques de armazenamento e na transferência de calor nos trocadores.

No caso dos tanques, as perdas são principalmente devido a convecção do ambiente nas paredes externas e também pela condução através da fundação do tanque. Aplicando um sistema efetivo de isolamento térmico, as perdas de calor podem ser minimizadas para valores entre 2% e 6% (SCHLIPF; STINGLEIN; SCHNEIDER, 2014).

A Figura 13 representa um corte da fundação de um tanque de armazenamento térmico, onde é possível observar a presença de diversos materiais como: concreto, tijolos refratários e vidros. Cada um com espessura apropriada para desempenhar o papel de isolamento térmico e também suportar o peso da estrutura e do material de armazenamento (sais fundidos).

O concreto usado na fundação possui estabilidade térmica entre 80 – 90 °C, portanto uma isolação adequada e um sistema de resfriamento são necessários para evitar o aumento da temperatura do concreto.

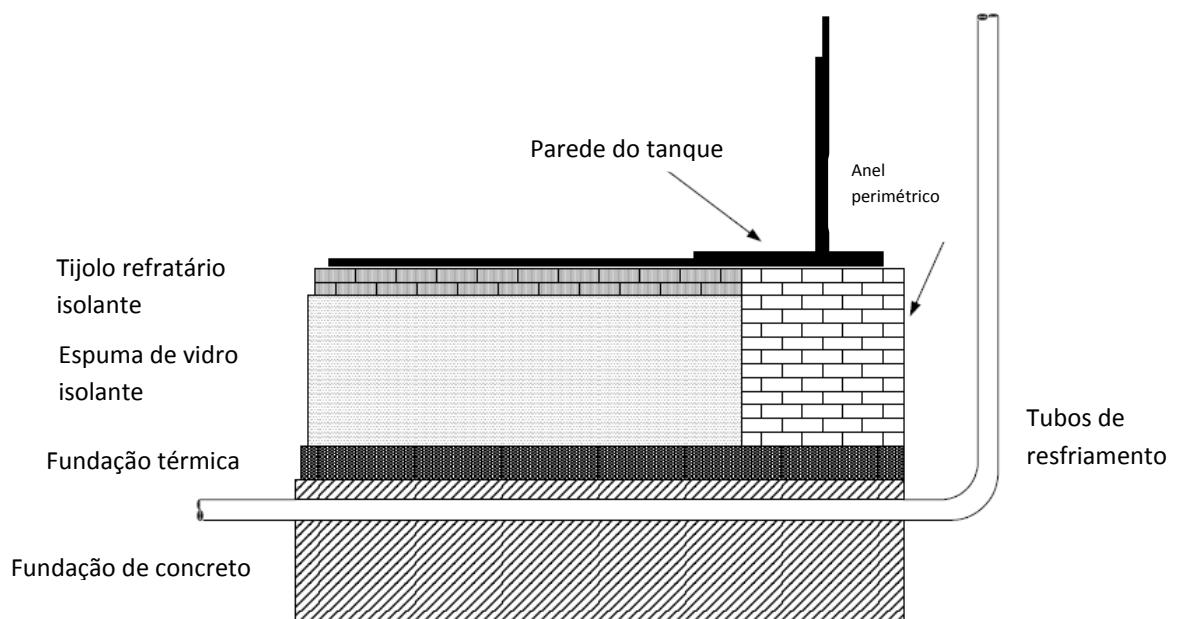


Figura 13 – Fundação do tanque de armazenamento térmico. (KELLY; KEARNEY, 2004)

O dimensionamento do tanque irá depender da temperatura de operação do material de armazenamento e da quantidade de energia que se pretende armazenar. Para armazenar uma capacidade de 1000 MWht (6h de armazenamento para uma planta de 50 MW), ele deve ter um diâmetro de aproximadamente 38,5 m e uma altura de aproximadamente 14 m, com 31.000 kg de sais fundidos (SCHLIPF; STINGLEIN; SCHNEIDER, 2014).

2.2.1.2 *Trocador de calor (óleo – sal fundido)*

Como a maioria das usinas termosolares, com armazenamento térmico em sais fundidos, utiliza óleo sintético como fluido de transferência de calor, existe a necessidade de se instalar um trocador de calor entre o óleo e os sais armazenados nos tanques, conforme a Figura 12.

Esses trocadores de calor são do tipo casco e tubo, contra corrente, com 1 passe no casco e 1 passe no tubo. Os sais de nitrato fundido circulam pelo casco enquanto o óleo sintético flui através dos tubos. A Figura 14 mostra um trocador de calor específico para o uso em usinas solares de concentração, com óleo como fluido de trabalho e sal fundido como material de armazenamento.



Figura 14 – Trocador de calor usado no sistema óleo e sal. (Fonte: <http://www.mac-tpi.com/>)

O trocador de calor possui um papel importante no dimensionamento do sistema de armazenamento térmico, pois quanto mais eficiente for a transferência de calor, menor será a quantidade de sal necessária e consequentemente as dimensões dos tanques de armazenamento serão menores, obtendo-se assim otimizações nos custos da implantação do projeto. Depois do sal, os trocadores de calor são os mais representativos no custo do projeto, podendo chegar a 17% do valor total de

investimento do sistema de armazenamento (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

2.2.2 Sistema de acumulador de vapor (*Ruth's Storage*)

Além do uso de óleo sintéticos e sais fundidos como meios de armazenamento térmico, a água também pode ser utilizada como forma de reter o calor proveniente da radiação solar, utilizando-se os chamados acumuladores de vapor.

Esses sistemas são mais adequados para plantas solares que possuem o ciclo direto de geração de vapor, isto é, o vapor é produzido diretamente do campo solar e então é usado no bloco de potência (turbina) para gerar eletricidade. A densidade volumétrica de energia é menor em relação a outros métodos, variando em média de 20 – 30 kWh/m³ (KURAVI et al., 2013).

A Figura 15 ilustra o esquema de uma usina termosolar tipo torre central, com o acumulador de vapor inserido entre o receptor da torre e a turbina a vapor. Dependendo da necessidade de energia, parte do vapor é direcionado para um vaso de pressão, onde é mantido como vapor saturado. Quanto maior a pressão de armazenamento, maior a densidade de energia, porém são exigidos vasos mais espessos, resultando em um equipamento economicamente inviável. A faixa comum de operação varia de 20 bar (210 °C) a 70 bar (285 °C) (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

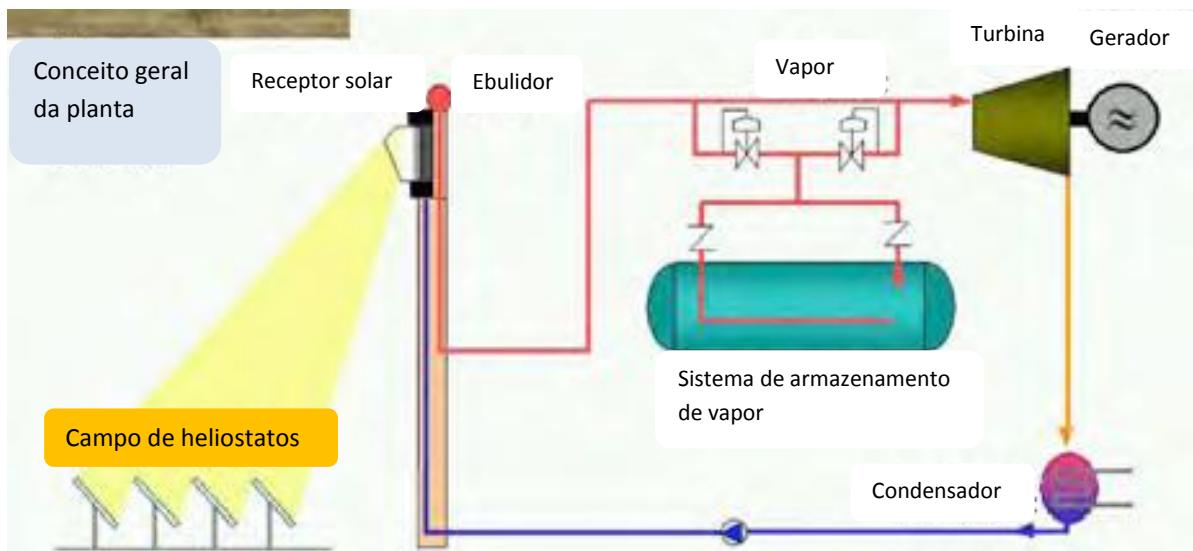


Figura 15 – Conceito de uma planta Torre Solar com acumulador de vapor. (Fonte: LAING, 2011)

Essa tecnologia é mais adequada para armazenamento em pequena escala e curto período de tempo (de 0,5 a 1 hora).

A Figura 16 mostra o esquema de funcionamento de um acumulador de vapor. No carregamento, vapor superaquecido é injetado dentro do tanque, inicialmente preenchido com água e vapor saturado, e faz com que a pressão e a temperatura de saturação aumentem, pois o volume total permanece constante. Consequentemente, ocorre um aumento da densidade volumétrica de energia.

O descarregamento acontece com a redução da pressão do tanque de armazenamento. Isto resulta na produção de vapor saturado, que vai reduzindo sua pressão a medida que o processo de descarga do fluido de armazenamento é realizado.

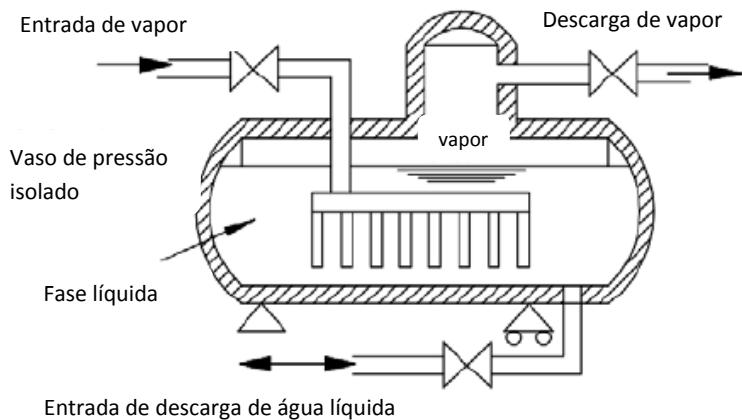


Figura 16 – Esquema do acumulador de vapor. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

2.2.3 Colmeia de cerâmica (*Ceramic Honeycomb*)

Diferentemente dos acumuladores de vapor, a tecnologia que utiliza cerâmica, como material de armazenamento de energia térmica, consegue trabalhar com temperaturas maiores, podendo atingir até 1000 °C, em algumas situações específicas.

Esse sistema geralmente é utilizado em plantas heliotérmicas com um fluido de transferência de calor (HTF) gasoso, geralmente o ar ambiente, em contato com o material de armazenamento sólido (cerâmica), por isso, é classificado como sistema passivo.

Devido ao baixo coeficiente de transferência de calor entre o fluido gasoso e o sólido, o principal desafio de projeto de armazenamento é criar uma superfície suficientemente grande para garantir uma adequada taxa de troca de calor. Isto pode ser feito através de estruturas na forma de colmeias (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

A Figura 17 ilustra o esquema de funcionamento de uma planta de energia solar concentrada, com o armazenamento por cerâmica. No carregamento, o ar quente que vem do receptor solar (geralmente torre solar) entra na parte superior do sistema, e na medida que vai transferindo calor para o sólido, vai diminuindo sua temperatura e volta para o receptor solar pela parte inferior.

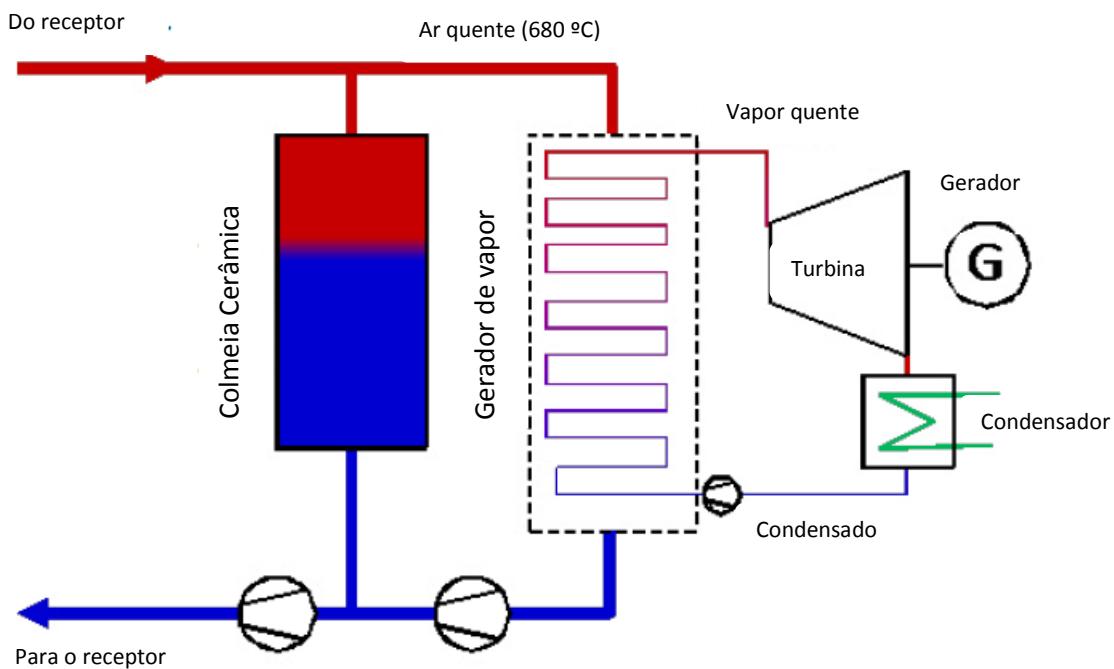


Figura 17 – Esquema de uma planta com o sistema de armazenamento tipo Colmeia de Cerâmica. (Fonte: SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014)

A faixa de temperatura usualmente utilizada varia de 120 °C – 680 °C, atingindo uma densidade de energia em torno de 75 kWhth/m³. Porém, usando a variação máxima de temperatura possível (120 – 1100°C), pode-se atingir densidade de energia da ordem de 150 kWhth/m³.

2.2.4 Quadro comparativo das tecnologias

Dependendo da aplicação e das características da usina solar, uma tecnologia pode ser mais adequada que outra.

Dentre as tecnologias mais conhecidas, a solução com tanques de sais fundidos é a que apresenta maior confiabilidade e histórico de operação. Porém ela é adequada para armazenamento de médio e longo prazo, e geralmente é usada em tecnologias tipo calha parabólica e torre solar.

A Tabela 5 mostra uma comparação entre as principais tecnologias de armazenamento térmico vistas nesse capítulo, que variam com o tempo de armazenamento, densidade de energia, temperatura, modularidade, etc.

Tabela 5 – Comparação das principais tecnologias de armazenamento térmico

Parâmetro	Tecnologia		
	Sistema com sal fundido	Acumulador de vapor	Colméia Cerâmica
Em operação	desde 2007	desde 1917	desde 2007
Método	indireto/direto	direto	direto
Tamanho de armazenamento	4 até 16 horas	0,5 até 1 hora	1,5 até 4 horas
Densidade volumétrica de energia	~75 kWh/m ³ (indireto) ~200 kWh/m ³ (direto)	30 - 45 kWh/m ³	70-80 kWh/m ³ (680°C)
Consumo próprio	Alto	Baixo	Baixo
Temperatura	Até 550 °C	Até 285 °C	Até 1100 °C
Fundação	Complexa	Simples	Simples
Dificuldade de O&M	Média	Baixa	Baixa
Histórico de operação	Muito elevado	Bom	uma planta em operação
Principais tecnologias	Calhas parabólicas e Torre Solar	Fresnel e Torre Solar	Torre Solar

A tecnologia que utiliza calhas parabólicas com 2 tanques de armazenamento indireto é atualmente a mais empregada nas usinas térmicas de concentrador solar e por isso foi escolhida como o objeto de estudo dessa monografia.

Tabela 6 – Usinas termosolares em operação com sistema de armazenamento térmico.

Projeto	Tecnologia	Material de armazenamento	Temperatura de operação (° C)		Conceito de Armazenamento	Capacidade da Planta	Capacidade de Armazenamento
			Tanque Frio	Tanque Quente			
Almeria, Espanha	Calhas Parabólicas	Santotherm 55	225	295	1 tanque termoclinia	1,2 MW	5 MWht
Nevada Solar One, EUA	Calhas Parabólicas	Dowtherm A	318	393	não informado	64 MW	0,5 h
Holaniku, EUA	Calhas Parabólicas	Água	não informado	200	armazenamento indireto	2 MW	2 h
Planta Solar 10, Espanha	Torre Solar	Agua pressurizada	240	260	acumulador de vapor	11 MW	1 h
Planta Solar 20, Espanha	Torre Solar	Agua pressurizada	240	250-300	acumulador de vapor	20 MW	1 h
La Florida, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Andasol 1, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Andasol 2, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Extresol 1, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Manchasol 1, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Manchasol 2, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
La Dehesa, Espanha	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	292	386	2 tanques de armazenamento (indireto)	50 MW	7,5h/ 1010 MWht
Puerto Errado 1, Espanha	Fresnel	Vapor saturado	não informado	270	acumulador de vapor	1,4 MW	não informado
Archimede Sicily, Itália	Calhas Parabólicas	Sal Fundido	290	550	2 tanques de armazenamento (direto)	5 MW	8 h/ 100 MWht
Torresol Gemasolar, Espanha	Torre Solar	Sal Fundido	292	565	2 tanques de armazenamento (direto)	17 MW	15 h
Dahan, China	Torre Solar	Vapor saturado/ óleo	220	350	acumulador de vapor/ concreto	1 MW	1 MWht

2.3 Novas tecnologias em desenvolvimento

Conforme a Figura 6, sistemas que utilizam o calor latente ou termoquímico ainda carecem de maturidade, porém prometem substituir os comercialmente empregados sistemas de armazenamento de calor sensível, pois apresentam maiores densidades de energia e consequentemente menores investimentos em estrutura e material de armazenamento.

2.3.1 Armazenamento termoquímico

Esse sistema envolve processos de reações químicas reversíveis, onde o armazenamento é carregado quanto calor é fornecido e ocorre uma reação química endotérmica. Para realizar o descarregamento da energia térmica, basta estimular a reação química reversa, através da liberação de calor no processo exotérmico. A Figura 18 ilustra a configuração típica de uma planta com armazenamento através de reações químicas.

Esse mecanismo possui elevada densidade de energia e pode ser aplicado para uma ampla gama de temperatura (50 a 1000 °C) e armazenamento de longo prazo (LAING, 2011).

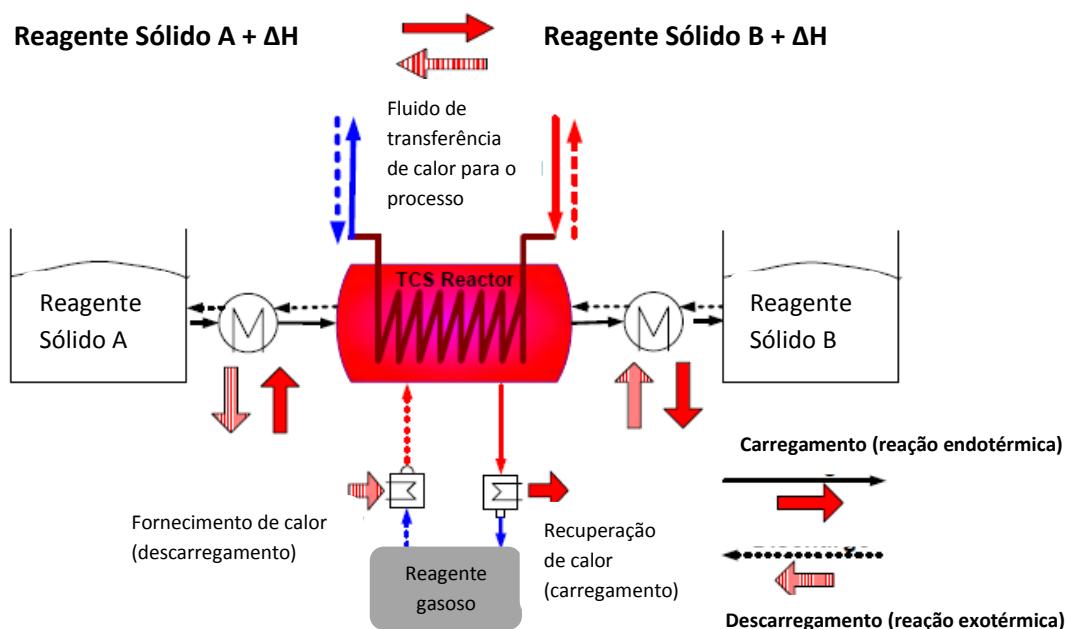


Figura 18 – Exemplo de um armazenamento térmico com reações termoquímicas. (LAING, 2011)

2.3.2 Materiais de mudança de fase (*Phase change material*)

Materiais que utilizam o calor latente como forma de armazenamento de energia, são conhecidos como materiais de mudança de fase, pois, durante o processo de armazenamento e descarregamento de calor, a temperatura do processo permanece relativamente constante, ocorrendo apenas a mudança de fase do material.

A grande vantagem é a alta capacidade volumétrica de armazenamento, resultando em tanques menores de armazenagem. No entanto, um desafio é superar o baixo coeficiente de transferência de calor entre o fluido térmico e o material de armazenamento. Para isso, quanto maior for a área disponível nos trocadores de calor, melhor será a transferência.

Um método que está sendo desenvolvido para aumentar a transferência de calor do sistema é o encapsulamento do material, no formato de várias esferas e com isso, aumento a área de contato dos fluidos de troca de calor (Figura 19).

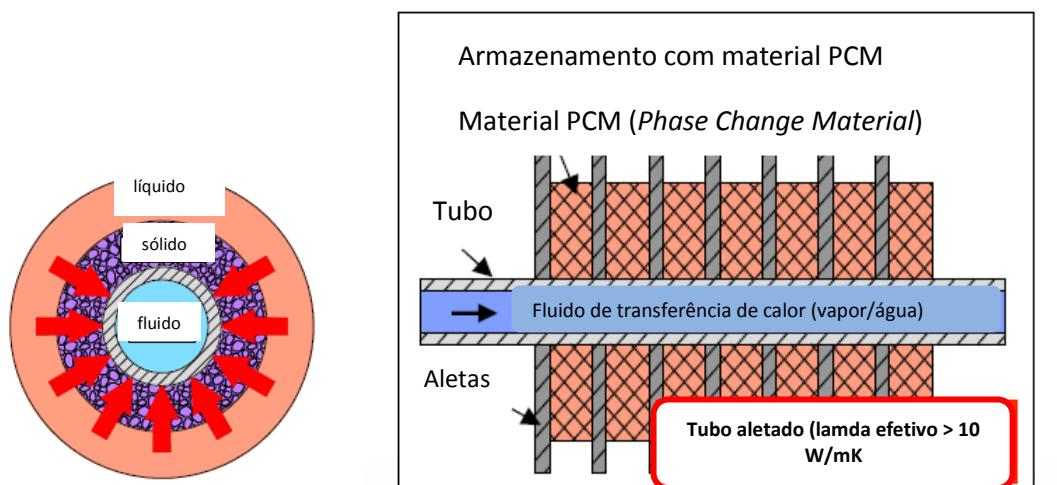


Figura 19 – Encapsulamento de materiais de mudança de fase. (LAING, 2011)

3 Análise de uma planta termosolar tipo calha parabólica com sistema de armazenamento térmico com tanques de sais fundidos

Nesse capítulo serão apresentadas as características dos principais equipamentos e componentes presentes em uma usina termosolar com armazenamento térmico. Tendo como base o histórico apresentado na Tabela 6, optou-se por estudar uma planta com a tecnologia de calha parabólica com ciclo indireto de armazenamento térmico, utilizando tanques de sais de nitrato fundidos, porque é a que apresenta maior maturidade de operação.

Algumas premissas adotadas para o projeto:

1. Potência instalada da usina: 50 MW;
2. Tempo de armazenamento térmico: 7,5 h (~ 1010 MWh);
3. Fluido de transferência de calor: óleo sintético (óxido de difenil e bifenil);
4. Material de armazenamento: Sal solar (60% KNO_3 e 40% NaNO_3).

3.1 Características do local escolhido

Dois aspectos principais que devem ser observados na escolha do local de implantação da usina solar térmica são: elevado índice de irradiação solar direta e facilidade na obtenção de recursos hídricos, necessários para o funcionamento da planta.

Diferentemente da tecnologia fotovoltaica, a termosolar não aproveita a irradiação difusa, para gerar calor, apenas a irradiação direta se torna útil. Portanto, o local deve apresentar pouca nebulosidade durante o ano.

Uma região promissora no Brasil, que atende a esses requisitos, é o semiárido, principalmente regiões próximas ou às margens de rios. Como mostra a Figura 20, quase 25% do território brasileiro (cerca de 2,3 milhões de km^2) recebe uma radiação direta anual maior do que 2.000 kWh/m^2 .

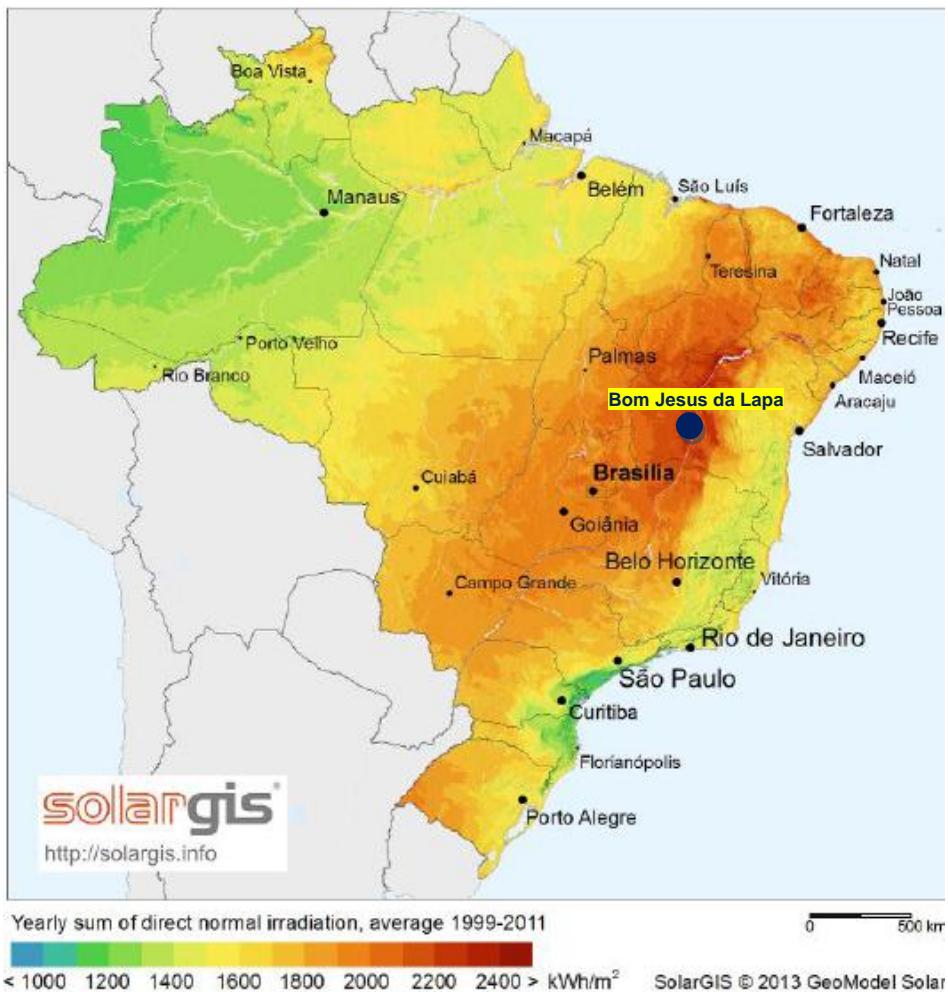


Figura 20 – Mapa da irradiação direta no Brasil. (Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006)

Tendo em vista o atlas solarimétrico apresentado na Figura 20, o local escolhido para implantação da usina é nas proximidades do município de Bom Jesus da Lapa, no Estado da Bahia (ponto azul), que possui uma irradiação anual de aproximadamente 2.100 kWh/m² e além disso, fica às margens do rio São Francisco e possui subestações e linhas de transmissão disponíveis para a conectar a usina ao SIN (Sistema Interligado Nacional), e consequentemente, escoar a energia elétrica produzida.

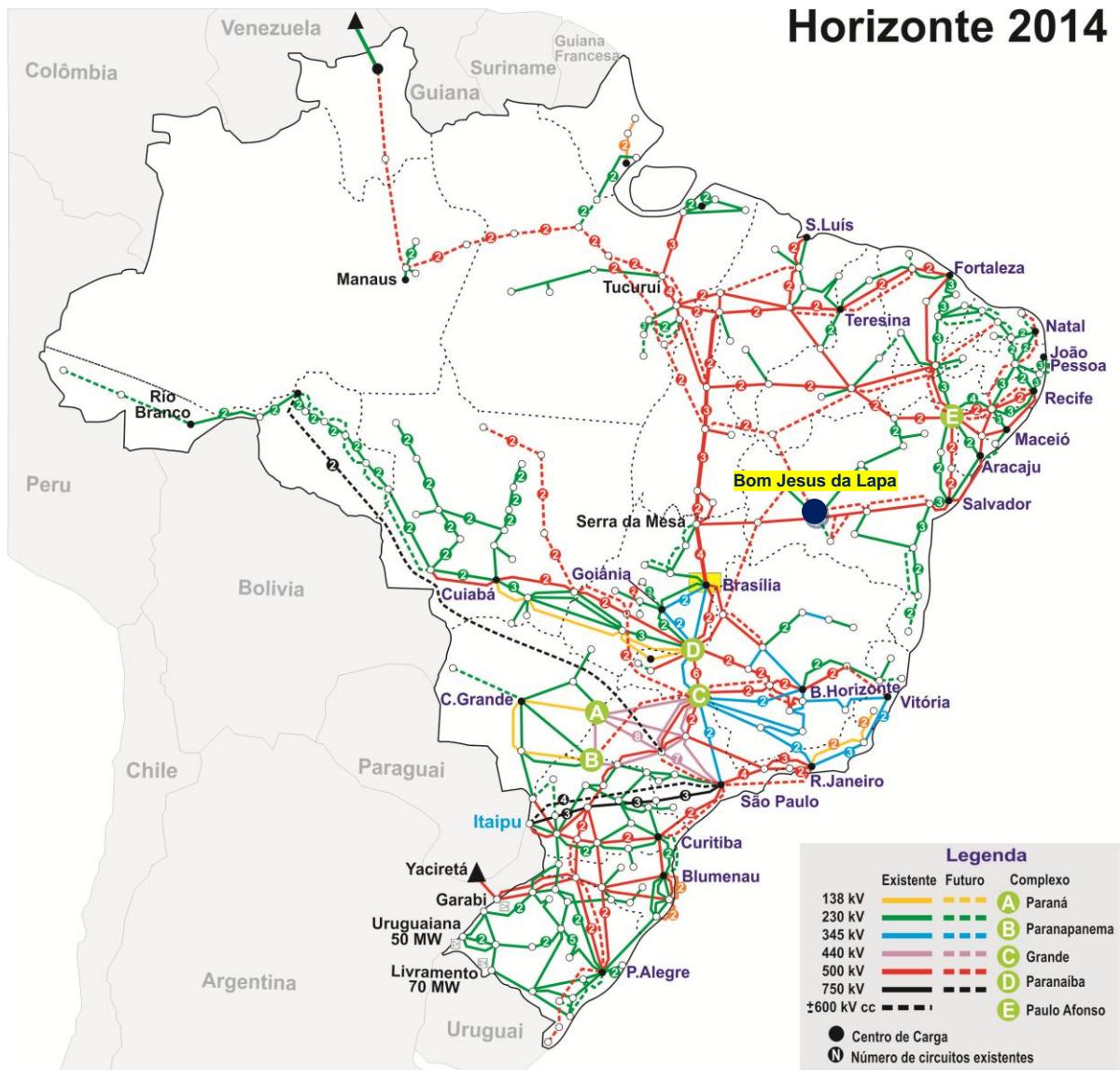


Figura 21 – Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2014. (Fonte: ONS)

Um aspecto importante a ser observado na escolha do local de implantação da usina é a infraestrutura de conexão elétrica da região. O Brasil apresenta regiões com grande deficiência de linha de transmissão e subestações, o que inviabiliza alguns projetos, mesmo que as condições de irradiação solar sejam elevadas.

De acordo com a Figura 21, o local escolhido para o desenvolvimento do projeto da usina termosolar possui linhas de transmissão com tensões de 230 kV e 500 kV próximas, o que facilita a conexão da usina solar, sem a necessidade de altos investimentos no sistema de transmissão.

3.2 Dimensionamento do sistema de armazenamento térmico

O sistema de uma usina termosolar com armazenamento, conforme apresentado anteriormente no capítulo da revisão bibliográfica (Figura 10), possui, entre o campo de coletores solares e o bloco de potência, o sistema de armazenamento térmico composto pelos seguintes equipamentos principais: trocador de calor óleo-sal; tanque de armazenagem “frio”, que opera com temperaturas de ~ 290 °C; tanque de armazenagem “quente”, que opera com temperaturas de ~ 390 °C; mistura de sais de nitrato (material de armazenamento); bombas para efetuar a circulação dos sais entre os tanques.

Da mesma maneira, o óleo circula através do campo solar, recebe calor, transfere calor nos trocadores de calor para gerar vapor e além disso, com a energia excedente coletada, vai até o trocador de calor óleo-sal onde transfere a energia térmica para o sal, que consequentemente se desloca em contracorrente do tanque frio, para ser armazenado no tanque quente. Quando a energia é requerida do armazenamento, o fluxo se inverte e o tanque frio é preenchido novamente.

A seguir serão apresentadas as principais características dos equipamentos e materiais empregados em uma usina termosolar com calhas parabólicas e tanques de armazenamento térmico.

3.2.1 Fluidos de transferência de calor e de armazenamento

O óleo sintético usado como fluido de transferência de calor (HTF) é uma mistura eutética de óxido de difenil e bifenil, que permanece estável quimicamente até a temperatura de trabalho de 400 °C. Um nome comercial para esse produto é o Therminol VP-1™. O calor específico pode ser descrito pela equação abaixo:

$$c_{p_{Oleo}}(T) = 1000 \times (1,509 + 0,002496 \times T + 0,0000007888 \times T^2) [J/kg\cdot^\circ C] \quad (1)$$

O material de armazenamento escolhido é o “sal solar”, que é composto por 60% de nitrato de potássio (KNO_3) e 40% de nitrato de sódio ($NaNO_3$). Essa mistura possui estabilidade e consegue trabalhar com temperaturas de até 600 °C. Entretanto, uma desvantagem é o seu elevado ponto de fusão, que pode provocar a solidificação dos sais nos tanques na temperatura de 239 °C. Por isso, existe a necessidade de aquecedores auxiliares para garantir que a temperatura dos sais sempre trabalhe acima do ponto de fusão. O calor sensível respeita a formulação abaixo:

$$c_{p_{Sal}}(T) = 1443 + 0,172 \times T \quad [J/kg\text{°C}] \quad (2)$$

A mistura de sais de nitrato possui menor capacidade térmica do que o óleo sintético, conforme apresentado na Figura 22. Portanto, no trocador de calor óleo-sal, o fluxo de massa do sal deve ser maior do que o fluxo do óleo, para conseguir uma troca de calor adequada. Maior vazão mássica também representa sistemas de bombeamento mais robustos e consequentemente maiores perdas de carga nas tubulações.

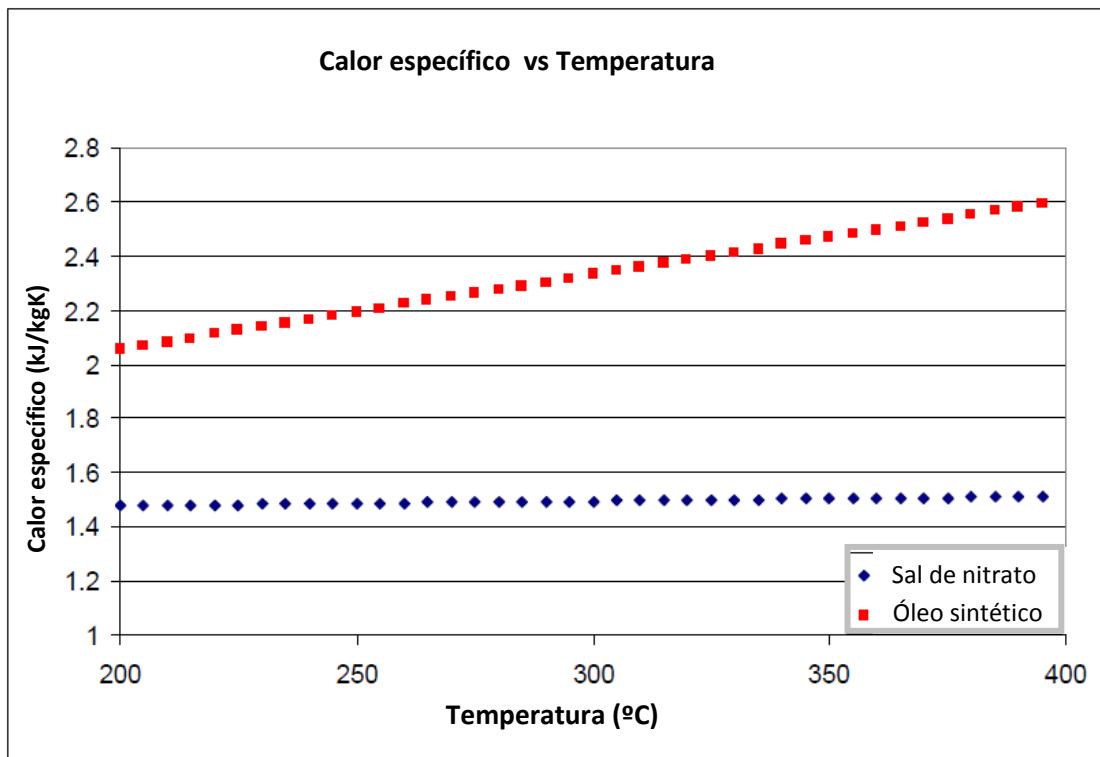


Figura 22 – Calor específico do óleo sintético e sais de nitrato fundidos. (Fonte: KOPP, 2009)

Outra característica interessante é que o óleo sintético apresenta um coeficiente de transferência de calor maior do que o sal, para temperaturas inferiores a 400 °C, por isso, é o fluido mais usado em usinas termosolares tipo calhas parabólicas. Para temperaturas de trabalho acima de 400 °C, que facilmente são atingidas em usinas tipo torre solar, o sal fundido apresenta melhor performance do que o óleo. A Figura 23 mostra o comportamento do coeficiente de transferência de calor de cada fluido.

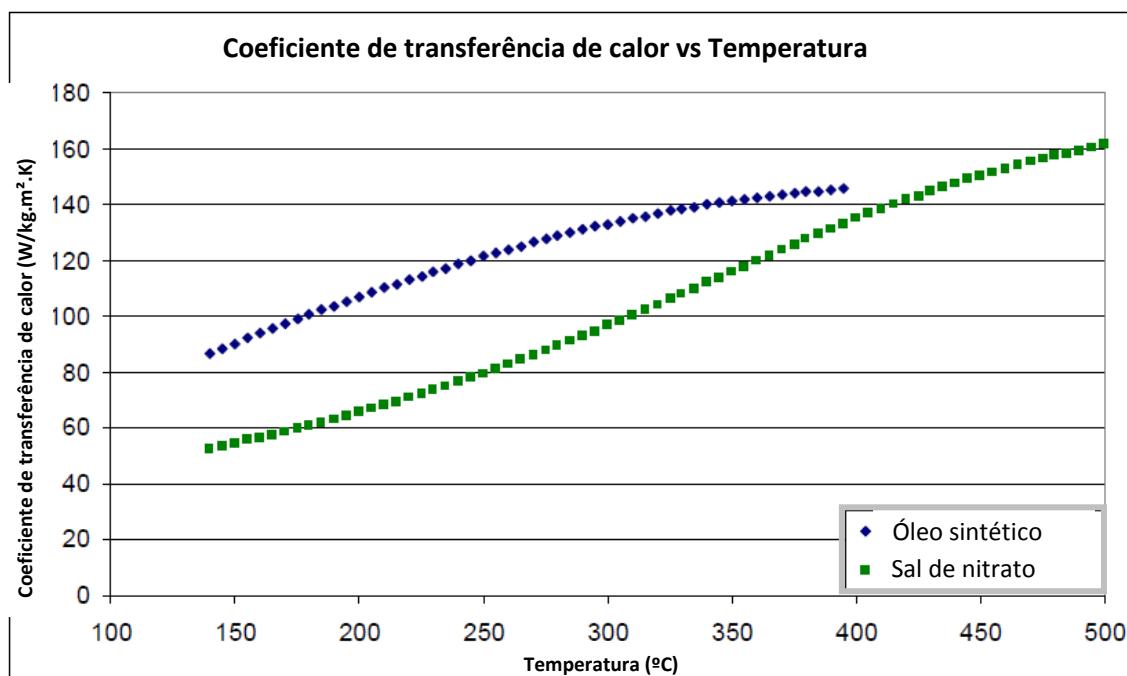


Figura 23 – Coeficiente de transferência de calor por unidade de massa em função da temperatura.
(Fonte: KOPP, 2009)

3.2.2 Tanques de armazenamento

Os sistemas de armazenamento são desenhados com dois tanques, um para o fluido frio e outro para o fluido quente. Devido às limitações físicas, para plantas com potências elevadas são usados múltiplos pares de tanques para armazenamento. Os tanques se comportam como vasos de pressão, portanto devem atender às normas de desenho e segurança na fabricação e operação dos mesmos.

O material geralmente usado é o aço carbono, que suporta temperaturas de operação inferiores a 450 °C. Para temperaturas maiores, recomenda-se o uso de

aços inoxidáveis. O material do tanque deve suportar o forte ambiente de oxidação do sal e baixa temperatura, com baixa taxa de corrosão.

No dimensionamento, deve ser considerado que 20% do material de armazenamento não pode ser usado nos processos de carregamento e descarregamento da energia térmica, pois o sistema de bombeamento precisa ficar com o tubo de sucção submerso ao fluido para o funcionamento adequado.

O *design* que tem-se mostrado mais economicamente viável, portanto o mais difundido entre as usinas solares em operação, é o sistema de 2 tanques com capacidade de armazenamento de aproximadamente 1000 MWht, que representa aproximadamente 7,5 horas de pleno funcionamento de uma planta de 50 MW. Segundo dados da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), essa configuração utiliza tanques, com capacidade de armazenamento de aproximadamente 28.500 toneladas de sal fundido (Tabela 7).

Tabela 7 – Características das principais usinas solares com armazenamento térmico. (Fonte: NREL)

	La Florida	Andasol 1	Extresol 1	Manchasol 1
Tecnologia	Calhas Parabólicas	Calhas Parabólicas	Calhas Parabólicas	Calhas Parabólicas
Área da Usina (ha)	200,00	200,00	200,00	200,00
Recurso Solar (kWh/m²/ano)	Não informado	2.136,00	2.168,00	2.208,00
Produção de Energia (MWh/ano)	175.000,00	158.000,00	158.000,00	158.000,00
Área do Campo Solar (ha)	55,27	51,00	51,00	51,00
Fluido de Transferência de Calor (HTF)	óxido de difenil e bifenil	Dowtherm A	óxido de difenil e bifenil	óxido de difenil e bifenil
Temperatura de Entrada (°C)	298	293	293	293
Temperatura de Saída (°C)	393	393	393	393
Potência da Turbina (MW)	50	50	50	50
Fabricante	SIEMENS	SIEMENS	SIEMENS	SIEMENS
Pressão de entrada (bar)	100	100	100	100
Eficiência da Turbina	38,1%	38,1%	38,1%	38,1%
Tipo de Armazenamento	2 tanques (indireto)	2 tanques (indireto)	2 tanques (indireto)	2 tanques (indireto)
Capacidade de Armazenamento (h)	7,5	7,5	7,5	7,5
Material	Sal Fundido (60% Nitrato de sódio; 40% Nitrato de potássio)	Sal Fundido (60% Nitrato de sódio; 40% Nitrato de potássio)	Sal Fundido (60% Nitrato de sódio; 40% Nitrato de potássio)	Sal Fundido (60% Nitrato de sódio; 40% Nitrato de potássio)
Quantidade (t)	29.000	28.500	28.500	28.500
Capacidade (MWht) / MWh	Não informado	1010 / 375	1010 / 375	1010 / 375

Como as usinas existentes apresentadas na Tabela 7 apresentam características de irradiação solar direta semelhantes à região de Bom Jesus da Lapa, na Bahia, optou-se por escolher a planta Andasol 1, que possui irradiação de 2.136 kWh/m²/ano, para servir de base para o dimensionamento da usina no Brasil.

3.2.2.1 Quantidade do material de armazenamento

A taxa de troca de calor para o sal ao ser transferido do tanque frio para o tanque quente pode ser expressa pela equação seguinte:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{Sal} \times c_{p_{Sal}} \times (T_q - T_f) \quad (3)$$

O $c_{p_{Sal}}$ é descrito pela equação (2) e pode ser aproximado pela média entre o intervalo de temperatura de trabalho. Conforme as informações da usina escolhida, esse intervalo é entre 292 e 386 °C. Portanto, o valor de c_p pode ser aproximado por:

$$c_{p_{Sal}} = \frac{c_{p_{Sal}}(386) + c_{p_{Sal}}(292)}{2} = \frac{1509 + 1493}{2} = 1.501 \frac{J}{kg K} \quad (4)$$

$$\dot{Q} = \frac{Q}{h} = \frac{1010 [MWh_t]}{7,5 [horas]} = 134,6 MW \quad (5)$$

Considerando o tanque como um sistema adiabático, isto é, assumindo que as perdas de calor são desprezíveis, é possível dimensionar o fluxo de massa do sal necessário para o preenchimento do tanque de armazenamento.

$$\dot{m}_{Sal} = \frac{134,6 \times 10^6}{1.501 \times (386 - 292)} = 954,45 \frac{kg}{s} = 3,4 \times 10^6 \frac{kg}{h} \quad (6)$$

Para saber a quantidade de massa do sal armazenada, basta multiplicar a vazão mássica pela quantidade de horas.

$$m = \dot{m}_{Sal} \times h = 3,4 \times 10^6 \times 7,5 = 25,5 \times 10^6 kg = 25,5 \times 10^3 t \quad (7)$$

Porém, o tanque deve ser dimensionado com excesso de pelo menos 20% para o bom funcionamento do sistema de bombeamento, pois parte do material não participa da troca de calor, serve apenas para deixar a tubulação de bombeamento

submersa. Portanto, o tanque deve ser capaz de armazenar aproximadamente 30.000 toneladas de sal fundido.

$$m_{Sal} = 25,5 \times 10^3 \times 1,2 \cong 30,6 \times 10^3 t \quad (8)$$

Considerando a densidade do sal de nitrato igual a 1870 kg/m³ (Tabela 1), encontra-se que o volume ocupado pelo sal é igual a:

$$V_{Sal} = \frac{m}{\rho} = \frac{30,6 \times 10^6}{1870} \cong 16,3 \times 10^3 m^3 \quad (9)$$

As dimensões do tanque de armazenamento padrão usado nas usinas mostradas anteriormente, pode ser aproximado por um cilindro com 40 m de diâmetro de 14m de altura. Conforme o desenho Figura 12, o tanque possui a tampa em formato cônico, portanto o volume interno é ligeiramente maior que o do cilindro perfeito:

$$V_{tanque} = \frac{\pi \times 40^2}{4} \times 14 \cong 18 \times 10^3 m^3 \quad (10)$$

O valor encontrado para o volume do sal na equação (9) está adequado e coerente com a realidade, pois cabe totalmente dentro do tanque de armazenamento padrão, calculado na equação (10).

Para usinas de potência elevada, que necessitam de maiores quantidades de energia térmica armazenada, são usados vários tanques de armazenamento em paralelo, como é o caso da usina Solana, com potência instalada de 280 MW. Como é possível visualizar na Figura 24 abaixo, o sistema de armazenamento térmico consiste em 6 pares de tanques (quente e frio) com sais fundidos e capacidade de armazenamento de aproximadamente 1000 MWht cada um, o que representa um tempo de armazenamento de 6 horas para o pleno funcionamento da planta solar.



Figura 24 – Usina termosolar Solana (280 MW) com 6 pares de tanques de armazenamento. (Fonte: <http://www.csp-world.com/news/20131004/001211/arizona-utility-highlights-benefits-csp-plants-energy-storage>)

3.2.3 Sistema de bombeamento

Para que se realize o transporte do sal entre os dois tanques de armazenamento, passando pelos trocadores de calor, são necessários conjuntos de bombas, conforme mostrados na Figura 26.

As bombas são do tipo vertical com rotor axial/centrífugo (misto), movimentadas por motores elétricos.

Tabela 8 – Principais características da bomba de circulação de sal fundido. (Fonte: www.suzler.com)

	Principais características
Vazões	Até 4.000 m ³ /h
Alturas manométricas	Até 350 m
Pressões	Até 70 bar
Temperaturas	Até 600 °C
Velocidade máxima de rotação	Até 3.600 rpm

A Figura 25 mostra um corte esquemático da bomba vertical utilizada no bombeamento do sal fundido. O motor elétrico, localizado fora do tanque, fornece trabalho mecânico ao eixo principal, que por sua vez, movimenta um sistema que succiona os sais fundidos da base até o topo do tanque de armazenamento.

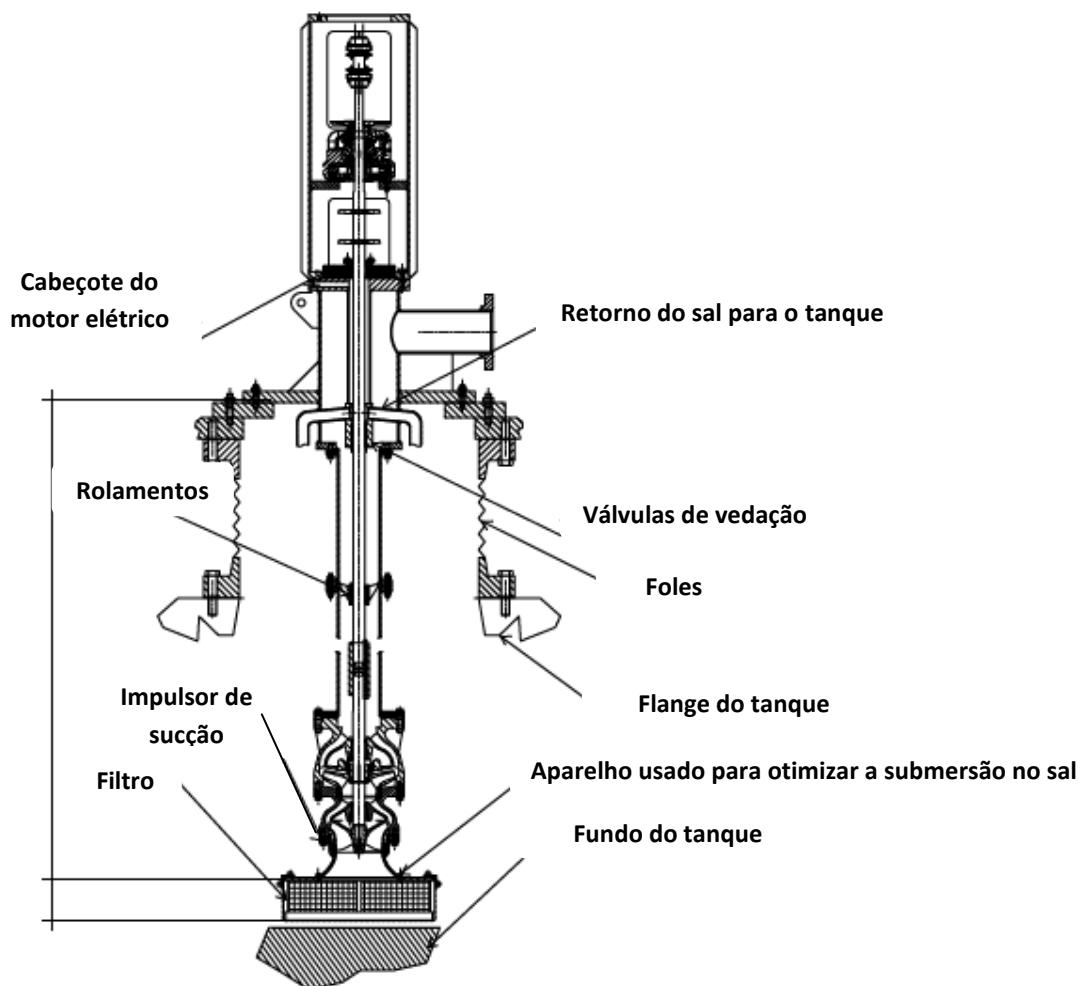


Figura 25 – Corte esquemático da bomba vertical. (Fonte: www.suzler.com)

Geralmente se utiliza um conjunto de 3 bombas em cada tanque. A cada ciclo de carregamento ou descarregamento da energia térmica dos sais, 2 bombas operam em paralelo, cada uma com 50% da vazão necessária, a terceira fica desligada. A cada ciclo, as 2 bombas que são utilizadas são alternadas. Isso garante redundância na operação do sistema e facilita a manutenção, além disso, a terceira bomba serve para flexibilizar a variação do fluxo de massa do sal, quando necessário, para

reduzir o tempo de carregamento, isto é, quando as bombas do tanque frio são acionadas para transportar o sal para o tanque quente.

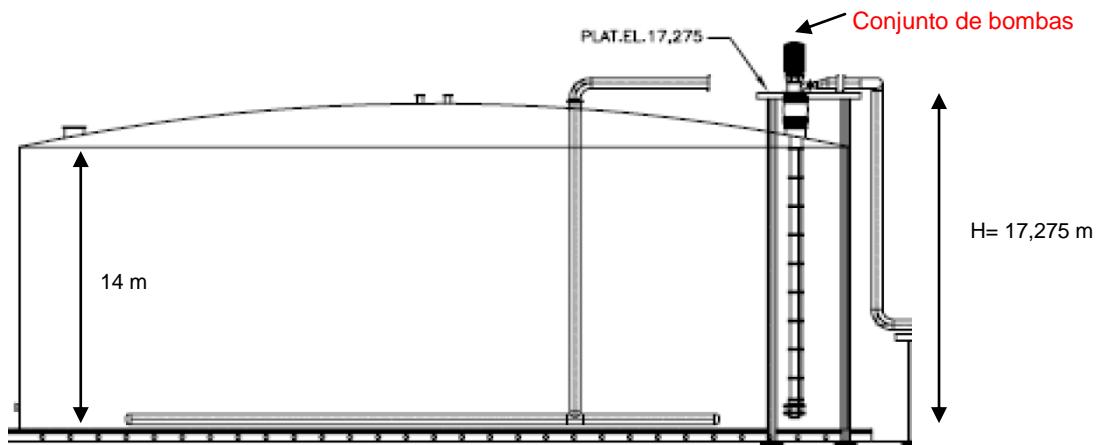


Figura 26 – Sistema de armazenamento: tanques, bombas e trocadores de calor. (Fonte: PRICE et al., 2002)

A potência elétrica do motor de acionamento da bomba, pode ser estimado através da seguinte equação para bombas hidráulicas:

$$P = \frac{\dot{m}_{bomba} \times H \times g}{\eta_{bomba}} \quad (11)$$

Como cada bomba é dimensionada para atender a 50% do fluxo de massa do sal, então $\dot{m}_{bomba} = 0,5 \times 954,45 = 477,23 \text{ kg/s}$.

O valor de H (altura manométrica) depende da altura do tanque de armazenamento. No caso deste projeto, que utiliza tanques de 14 m de altura, a altura manométrica da bomba será considerada igual a 17,275 m, conforme o exemplo mostrado na Figura 26, para a usina em operação Andasol 1.

Considerando $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ e assumindo a eficiência da bomba $\eta_{bomba} = 70\%$, basta aplicar os valores calculados anteriormente na equação (11), para encontrar a potência elétrica do motor de acionamento de cada bomba.

$$P = \frac{477,23 \times 17,275 \times 9,81}{0,7} = 115534,20 \text{ W} = 115,5 \text{ kW} \quad (12)$$

Portanto, o sistema de bombeamento de cada tanque possui 3 bombas de 115,5 kW de potência elétrica, instaladas em série, cada uma com capacidade de transportar 477,23 kg de sal por segundo.

3.2.4 Trocadores calor óleo-sal

Outro equipamento importante e necessário para que o sistema de armazenamento de calor funcione é o trocador de calor óleo-sal. Conforme a Figura 12, os trocadores de calor se localizam entre os dois tanques de armazenamento.

Os trocadores geralmente utilizados são do tipo casco e tubo, contra corrente, com o sal solar percorrendo a parte do casco e o óleo sintético percorrendo os tubos.

O balanço de energia através dos trocadores de calor pode ser dado em regime permanente através da equação abaixo:

$$\dot{m}_{Sal} \times c_{p_{Sal}} \times (T_{e_{Sal}} - T_{s_{Sal}}) = \dot{m}_{Oleo} \times c_{p_{Oleo}} \times (T_{e_{Oleo}} - T_{s_{Oleo}}) \quad (13)$$

Foram assumidas as perdas nos trocadores de calor como desprezíveis, isto é, todo o calor coletado pelo óleo é transferido para sal. Assim, é possível calcular a vazão mássica do óleo necessária para a troca de calor com o sal fundido.

As temperaturas de operação do óleo durante o processo de carregamento, tendo como base as informações disponíveis das usinas em operação, são da ordem de 393 °C para a temperatura de entrada no trocador de calor e 298 °C a temperatura de saída do trocador.

O $c_{p_{Oleo}}$ é descrito pela equação (1) e pode ser aproximado pela média entre o intervalo de temperatura de trabalho:

$$c_{p_{Oleo}} = \frac{c_{p_{Oleo}}(393) + c_{p_{Oleo}}(298)}{2} = \frac{2.611 + 2.322}{2} = 2.467 \frac{J}{kg \cdot K} \quad (14)$$

Portanto, para saber a vazão mássica do óleo térmico, basta substituir os valores na equação (13):

$$\dot{m}_{Oleo} = \frac{\dot{m}_{Sal} \times c_{p,Sal} \times (T_{s,Sal} - T_{e,Sal})}{c_{p,Oleo} \times (T_{e,Oleo} - T_{s,Oleo})} = \frac{954,45 \times 1.501 \times (386 - 292)}{2.467 \times (393 - 298)} = 574,60 \frac{kg}{s} \quad (15)$$

Apenas para consolidar as informações calculadas até o momento, segue a tabela com o resumo das informações dos dois fluidos nos trocadores de calor:

Tabela 9 – Características do sal e óleo na interação nos trocadores de calor

	Sal	Óleo
Vazão mássica (kg/s)	954,45	574,60
Calor específico (J/kgK)	1.501	2.468
Temperatura entrada (°C)	292	393
Temperatura saída (°C)	386	298

Geralmente são construídos trocadores de calor em série para se atingir a quantidade de área necessária para troca de calor. O número de trocadores irá depender do projeto e das características do próprio trocador, como comprimento e quantidade de tubos.

De acordo com o (INCROPERA; DEWITT, 2003), outra maneira de escrever a taxa de transferência de calor no trocador de calor é a seguinte:

$$\dot{Q} = U \times A \times \Delta T_m \quad (16)$$

Conforme calculado no estudo de (KELLY; KEARNEY, 2006), um intervalo de valor estimado para o coeficiente global de transferência de calor (U) nesse tipo de trocador de calor entre óleo e sal é de 900 – 1000 W/(m².K).

O ΔT_m é a diferença de temperatura média apropriada e o trocador de calor possui uma configuração do tipo contra corrente puro, conforme a Figura 27, com 1 passe no casco e 1 passe nos tubos, dobrado ao meio por questões de tamanho e para ocupar menos espaço. Portanto, $\Delta T_m = \Delta T_{ml}$.

O ΔT_{ml} é média logarítmica das diferenças de temperaturas e expressa pela equação:

$$\Delta T_{ml} = \frac{(\Delta T_I) - (\Delta T_{II})}{\ln \left(\frac{\Delta T_I}{\Delta T_{II}} \right)} \quad (17)$$

Como o trocador de calor em questão trabalha em contra corrente, e adotando as informações do sal e óleo apresentadas na Tabela 9, os valores ΔT_I e ΔT_{II} podem ser calculados assim:

$$\Delta T_I = T_{eOleo} - T_{sSal} = 393 - 386 = 7 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (18)$$

$$\Delta T_{II} = T_{sOleo} - T_{eSal} = 298 - 292 = 6 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (19)$$

Substituindo os valores acima calculados na equação (17), encontra-se o seguinte valor:

$$\Delta T_{ml} = \frac{(\Delta T_I) - (\Delta T_{II})}{\ln \left(\frac{\Delta T_I}{\Delta T_{II}} \right)} = \frac{7 - 6}{\ln \left(\frac{7}{6} \right)} = 6,49 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

A área total dos trocadores de calor necessária para suprir a taxa de transferência de calor, considerando o coeficiente global igual a 900 W/(m².K), é igual a:

$$A = \frac{\dot{Q}}{U \times \Delta T_{ml}} = \frac{134,6 \times 10^6}{900 \times 6,49} = 23.055 \text{ } m^2 \quad (20)$$

Um esquema do tipo do trocador de calor usado entre os tanques de sais fundidos é mostrado na Figura 27. O comprimento dos trocadores e o diâmetro externo são aproximadamente 25 e 2 metros, respectivamente.

Para algumas usinas em operação, que possuem características similares (Tabela 7), são usados 3 trocadores de calor em série, como é o caso da planta La Florida. A usina Andasol 1, por exemplo, utiliza 6 trocadores em série, porém o comprimento do trocador é metade do anterior, em torno de 13 metros. Para o dimensionamento do trocador deste trabalho, optou-se por utilizar o de 25 metros de comprimento. Uma imagem deste trocar está mostrada na Figura 14.

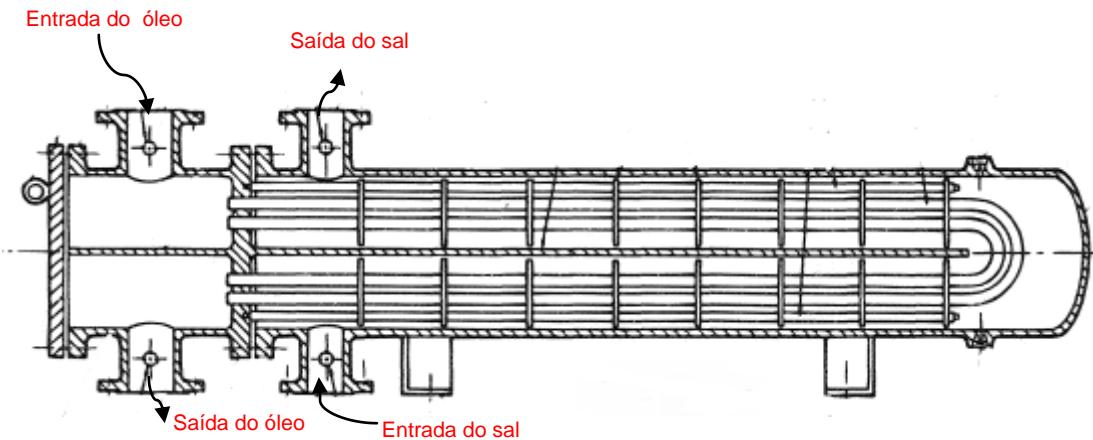


Figura 27 – Exemplo de trocador de calor casco e tubo utilizado em usinas termosolares com armazenamento térmico. (Fonte: <http://www.thermopedia.com/>)

O diâmetro dos tubos internos geralmente utilizado é o de 5/8 de polegada, ou seja, 1,58 centímetros. Como o comprimento do trocador de calor é de aproximadamente 25 metros, pode-se assumir que cada tubo possui 50 metros dentro do trocador.

Para estimar a quantidade mínima de tubos para garantir a área de troca de calor necessária, basta aplicar as equações abaixo:

$$A_{trocador} = N_{tubos} \times \pi \times D \times L \quad (21)$$

$$A_{trocador} = 23.055 \div 3 = 7.685 \text{ m}^2 \quad (22)$$

Assim, a quantidade de tubos em cada trocador de calor é igual a:

$$N_{tubos} = \frac{A_{trocador}}{\pi \times D \times L} = \frac{7.685}{3,1416 \times 0,0158 \times 50} \cong 3.100 \text{ tubos} \quad (23)$$

Portanto, dentro do sistema de armazenamento de calor dimensionado neste projeto, deverão ser instalados 3 trocadores de calor em série, tipo casco e tubo, com 3.100 tubos internos de 1,58 cm de diâmetro e 50 m de comprimento.

Para estimar o diâmetro da carcaça do trocador de calor, seja considerado um arranjo alinhado dos tubos (Figura 28), assumindo $S_L = S_T = 1,25 \times D$.

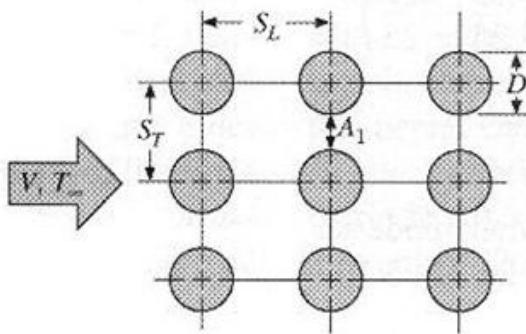


Figura 28 – Arranjo alinhado de tubos em um banco. (Fonte: INCROPERA; DEWITT, 2003)

Como os tubos dão 2 (duas) voltas no casco, a área da seção da carcaça deve ser suficiente para abrigar aproximadamente 6.200 arranjos de tubos alinhados.

Assumindo-se um quadrado perfeito com 79 colunas e 79 linhas de tubos (totalizando 6.241 tubos), é possível determinar o valor do diâmetro da carcaça do trocador de calor, com a seguinte equação:

$$D_{carcaça} = \frac{D}{2} + L + \frac{D}{2} \quad (24)$$

Onde L é a hipotenusa dos lados do quadrado formado pelos tubos:

$$L = \sqrt{(78 \times S_L)^2 + (78 \times S_T)^2} = \sqrt{2 \times (0,15405)^2} = 2,18 \text{ m} \quad (25)$$

Substituindo os valores na equação (24) tem-se que:

$$D_{carcaça} = \frac{D}{2} + L + \frac{D}{2} = \frac{0,0158}{2} + 2,18 + \frac{0,0158}{2} = 2,2 \text{ m} \quad (26)$$

Portanto, o diâmetro aproximado da carcaça do trocador de calor é de 2,2 m. O valor encontrado está bem próximo da realidade encontrada em trocadores de calor em operação comercial. No site do fabricante do trocador da Figura 14, é possível encontrar configurações de diâmetro variando de 2 m a 2,3 m e comprimento de 13 m a 28 m.

3.2.5 Aquecedores auxiliares

Um desafio constante na operação e manutenção de sistemas que trabalham com sais fundidos é manter a temperatura do fluido maior do que o ponto de fusão, nos períodos de inverno ou de quedas bruscas da temperatura ambiente. Para a mistura do sal composto por 60% KNO_3 e 40% de $NaNO_3$, estudos mostram que a solidificação pode ocorrer para temperaturas abaixo de 239 °C (KOPP, 2009).

Para superar esse problema, são instalados dispositivos que ficam imersos no sal fundido, dentro do tanque de armazenamento. O dispositivo é um aquecedor elétrico (Figura 29) com elementos de aço inoxidável, para suportar a elevada corrosão provocada pelo sal.



Figura 29 - Aquecedores imersos nos sais fundidos. (Fonte:<http://www.chromalox.com/>)

O cabeçote elétrico fica parafusado na parede do tanque, pelo lado de fora. Os materiais condutores ficam na parte de dentro, pois devem trocar calor com o fluido para aquecê-lo. Geralmente, são utilizados 4 (quatro) aquecedores, posicionados a cada 90°, para proporcionar uma melhor distribuição de temperatura e troca de calor com o sal fundido. O melhor local de instalação é nas proximidades da base inferior dos tanques, onde as temperaturas estão mais baixas (Figura 30).

A escolha de resistência elétricas, ao invés de outros tipos de aquecedores, é justificada pela rapidez e facilidade de se definir a temperatura que se deseja manter

e consequentemente, é possível ter um maior controle da temperatura interna dos tanques.

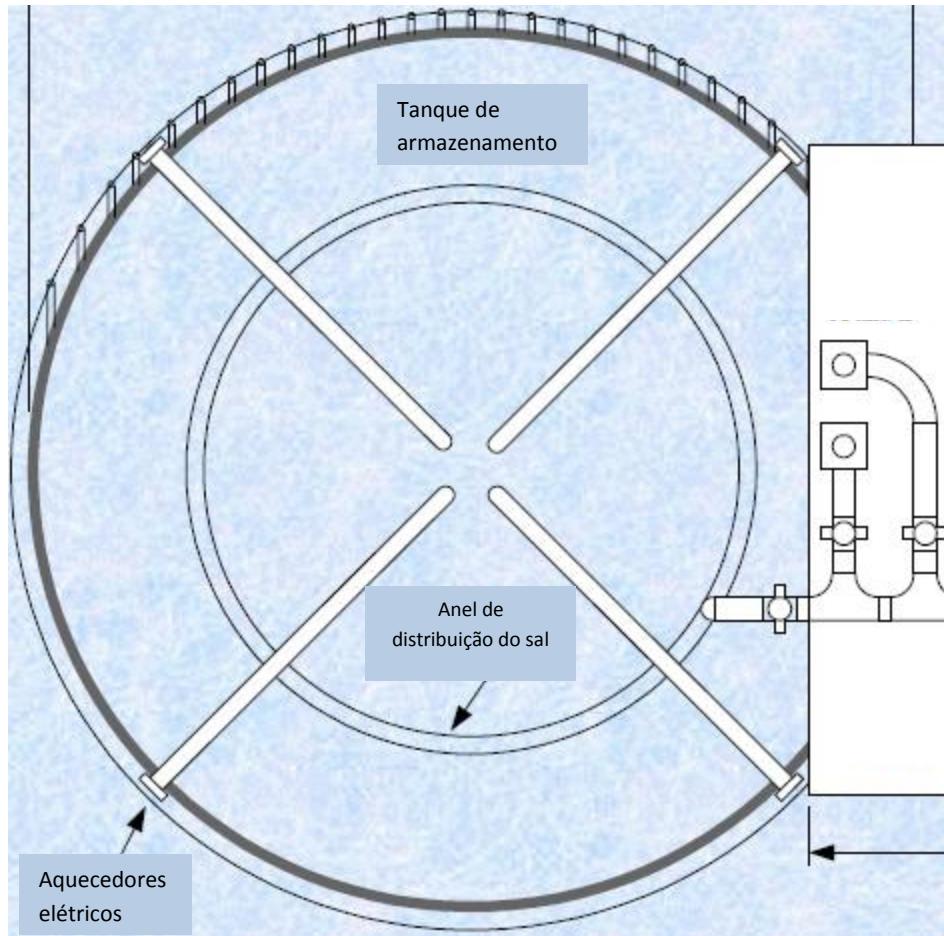


Figura 30 - Corte do tanque de armazenamento, visto de cima. (Fonte: KELLY)

O resultado das análises de perdas térmicas para os tanques de armazenamento da usina *Solar Two*, em operação comercial, mostra uma equação que depende da temperatura do tanque (HERMANN; KELLY; PRICE):

$$q_{perdas} = 0,00315 \times (0,0304 \times T_{tanque} + 2,781) \quad [kW/m^2] \quad (27)$$

Conforme mencionado anteriormente, as temperaturas de operação dos tanques quente e frio são: $T_q = 386 + 273 = 659 \text{ K}$ e $T_f = 386 + 273 = 565 \text{ K}$. A área de troca de calor dos tanques pode ser aproximada pela soma das áreas da parede, tampa e base. Portanto, $A_{tanque} = \pi \times D_{tanque} \times h + (\pi \times D_{tanque}^2)/2 \cong 4.273 \text{ m}^2$.

Então, a taxa de transferência de calor de cada tanque para o ambiente externo é:

$$q_{frio} = 0,00315 \times (0,0304 \times 565 + 2,781) \times 4.273 = 268,62 \text{ kW} \quad (28)$$

$$q_{quente} = 0,00315 \times (0,0304 \times 659 + 2,781) \times 4.273 = 307,08 \text{ kW} \quad (29)$$

Dessa forma, é possível estimar a potência mínima de cada aquecedor nos tanques quente e frio.

$$P_{aq_frio} = \frac{268,62}{4} = 67,15 \text{ kW} \quad (30)$$

$$P_{aq_quente} = \frac{307,08}{4} = 76,77 \text{ kW} \quad (31)$$

3.3 Características das Calhas Parabólicas

A peça chave de uma usina termosolar com calhas parabólicas é o próprio campo solar, composto pelos coletores e tubulações. Os coletores geralmente são alinhados ao longo do eixo norte-sul e se movimentam na direção Leste-Oeste, pois possuem sensores que rastreiam o Sol.

O vidro externo do receptor (tubulação instalada no foco linear das calhas parabólicas) recebe aproximadamente 75 vezes mais a irradiação normal direta (DNI) do que uma superfície que não utiliza espelhos concentradores. Essa concentração da irradiação solar é que permite com que o fluido atinja elevadas temperaturas de trabalho.

A área dos coletores solares necessária para gerar a potência nominal é a condição de requisito fundamental para a planta. Uma condição de dimensionamento geralmente é escolhida para o nível de irradiação direta de 800 W/m². Essa configuração dimensionada para atender a potência nominal é definida como Múltiplo Solar 1 (SM 1, em inglês). Múltiplo Solar é definido como a razão entre a área dos coletores do projeto e a área dos coletores necessária para gerar a potência nominal. Plantas otimizadas em SM 1 têm o potencial de coletar energia solar adicional em certos períodos de elevada irradiação (> 800 W/m²). Porém, essa quantidade de energia adicional, na grande parte das vezes, não justifica a

implementação de um sistema de armazenamento térmico. A medida que se aumenta o múltiplo solar da usina, maior a energia térmica disponível para armazenamento.

O coletor escolhido para o projeto é o LS-3, pois foi o mesmo utilizado na usina em operação Andasol 1. As dimensões do coletor solar estão ilustradas na Figura 31.

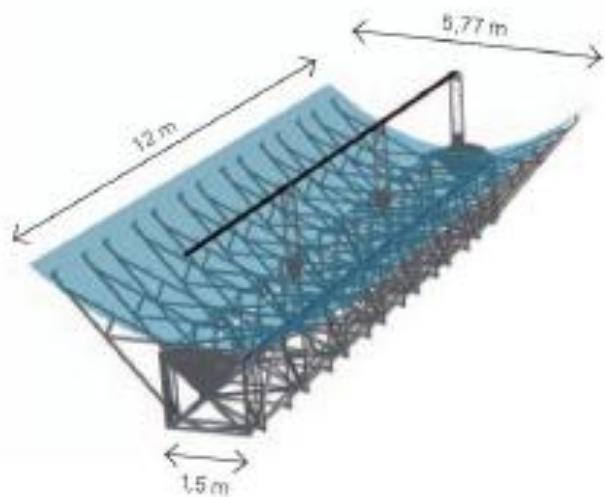


Figura 31 – Características do coletor solar usado em Andasol 1. (Fonte: BALZ)

Os coletores são colocados em série e formam 1 (um) bloco conhecido como SCA (*Solar Collector Assembly*). 1 (um) SCA é formado por 12 (doze) coletores. Portanto, 1 (uma) unidade de SCA possui as seguintes dimensões:

- Comprimento: 150 m
- Largura: 5,76 m
- Área de abertura: 816 m²
- Diâmetro do tubo receptor: 70 mm

Outra unidade de medida conhecida para definir o tamanho de uma planta de calhas parabólicas é o *loop*. Para as características da usina apresentada, 1 (um) *loop* possui 4 (quatro) unidades de SCA.

A Tabela 7 apresenta a área total do campo solar para uma planta de 50 MW e 7,5 horas de armazenamento térmico, com irradiação de aproximadamente 2.100 kWh/m²/ano. Com essas informações, é possível calcular a quantidade de *loops* e coletores solares presentes nesse empreendimento.

$$A_{CS} = N_{SCA} \times A_{SCA} \quad (32)$$

$$N_{Coletores} = N_{SCA} \times 12 \quad (33)$$

$$N_{Loop} = N_{SCA} \div 4 \quad (34)$$

O valor de $A_{CS} \cong 510.000,00 \text{ m}^2$ (51 ha) e $A_{SCA} = 816 \text{ m}^2$. Assim, tem-se:

$$N_{SCA} = \frac{510000}{816} = 625 \text{ SCAs} \quad (35)$$

$$N_{Coletores} = 625 \times 12 = 7500 \text{ Coletores} \quad (36)$$

$$N_{Loop} = 625 \div 4 \cong 156 \text{ Loops} \quad (37)$$

3.4 Características do Bloco de Potência

O campo solar transfere calor para o óleo sintético, que circula através das tubulações até o bloco de potência. O fluido usado no bloco de potência é água, na forma líquida ou vapor, pois esta troca calor com o óleo através de trocadores de calor, conforme mostrado na Figura 32.

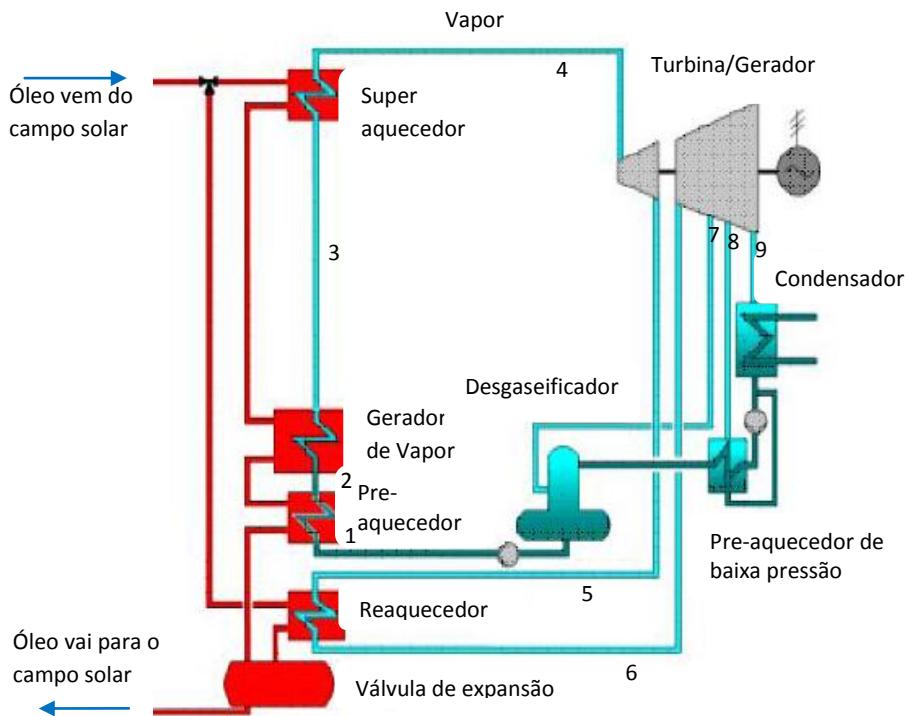


Figura 32 – Detalhe do Bloco de Potência da Usina Solar Térmica. (Fonte: KOPP, 2009)

Os trocadores de calor são do tipo casco e tubo podem ser divididos em 4 tipos: superaquecedor, gerador de vapor, pré-aquecedor e reaquecedor. O pré-aquecedor utiliza o óleo com temperatura mais baixa, aquecendo a água do estado líquido comprimido para o líquido saturado. O gerador de vapor, onde a troca de calor é mais intensa, ocorre a transformação de fase, isto é, a água sai do líquido saturado para o vapor saturado. Porém, ainda não possui entalpia suficiente para ser usado na turbina a vapor. Portanto, o óleo com alta temperatura troca calor mais uma vez com o vapor d'água no superaquecedor, transformando o vapor saturado em superaquecido e este entra na turbina.

A turbina a vapor utilizada possui potência nominal de 50 MW, com 1 (um) reaquecedor e 4 (quatro) extrações de vapor d'água. As características resumidas do bloco de potência são:

- Condições de entrada na turbina de alta pressão: 100 bar e 370 °C
- Condições na saída do reaquecedor: 16,5 bar e 370 °C
- Fluxo nominal de vapor d'água: 59 kg/s
- Eficiência da planta: 37,5%

O diagrama T-S (Temperatura-Entropia) do ciclo de potência da planta termosolar pode ser visualizado na Figura 33.

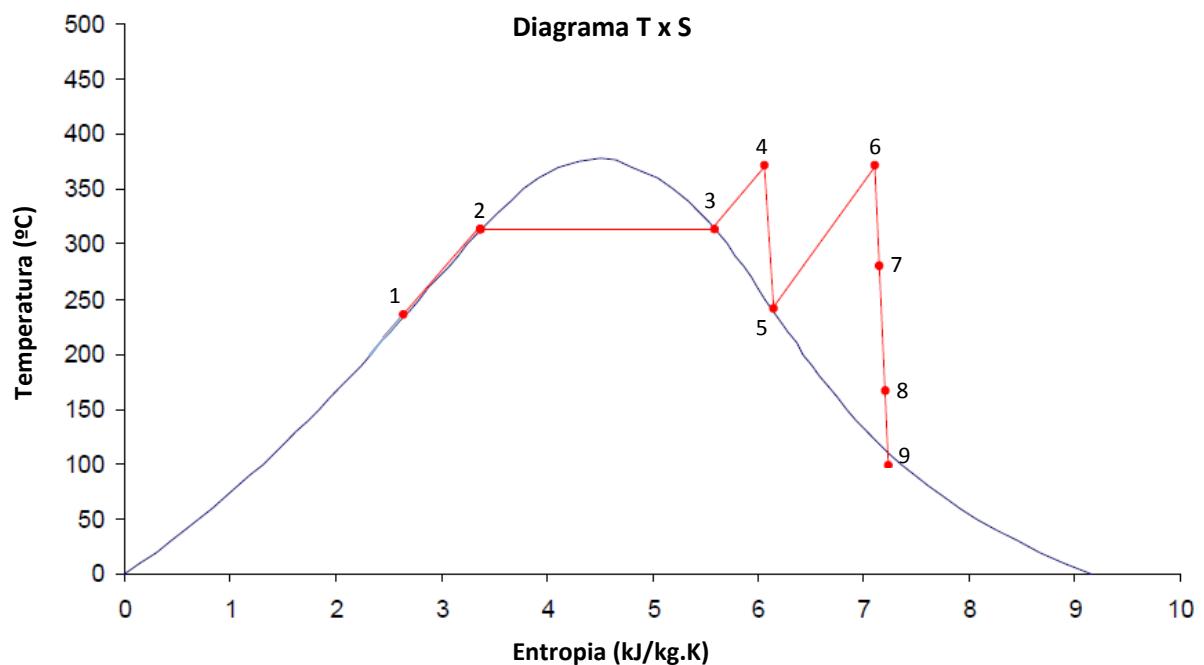


Figura 33 - Diagrama T-S do Ciclo de Potência. (Fonte: KOPP, 2009)

4 Análise Financeira e Estimativa de Custos

O custo de uma usina heliotérmica de calhas parabólicas pode ser dividido em 2 grandes grupos: custos de investimento (CAPEX) e custos de operação e manutenção (O&M).

Os sistemas de armazenamento térmico das plantas, que estão em operação comercial atualmente, representam uma participação de 10% a 18% do custo de investimento total da usina, dependendo da tecnologia utilizada e do tempo de armazenamento (SCHLIPF; STENGLIN; SCHNEIDER, 2014).

Baseando-se nas informações apresentadas por (COSTA, 2014), a abertura de preços para uma planta heliotérmica de calhas parabólicas, com potência instalada de 50 MW e sistema de armazenamento térmico de 7,5 horas (Planta Andasol 1), apresenta a seguinte composição:

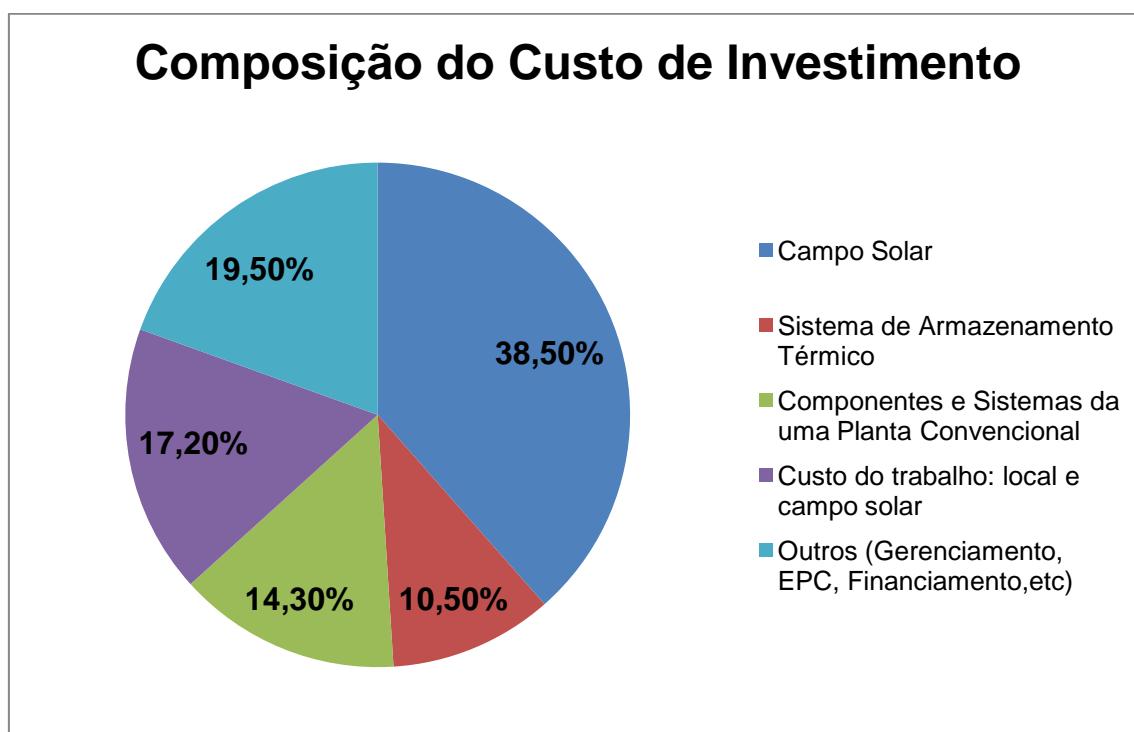


Figura 34 – Abertura dos custos de Investimento de uma planta heliotérmica de 50 MW com armazenamento térmico de 7,5 horas. (Fonte: COSTA, 2014)

O campo solar representa a maior parte dos custos (38,5%), seguido do desenvolvimento do projeto, EPC, custos financeiros (19,5%). O custo de mão de obra vem em seguida (17,2%), depois vem os componentes convencionais da planta

como: bloco de potência, subestação, linha de transmissão (14,3%). E por último, o sistema de armazenamento propriamente dito, contemplando o material, tanques, fundação, trocadores de calor, e bombas (10,5%).

Uma planta típica de 50 MW de calhas parabólicas requer, aproximadamente, 30 operários para a operação da usina e 10 para a manutenção do campo solar. Assim, custos típicos de O&M para esse tipo de plantas estão na faixa de 13 – 30 US\$/MWh (COSTA M. O., 2014). Outros estimam valores entre 20 US\$/MWh e 30 US\$/MWh para as plantas em operação nos EUA. Como este trabalho propõe uma tecnologia relativamente nova para Brasil, a curva de aprendizagem ainda precisa ser ultrapassada, portanto será considerado o valor de 30 US\$/MWh para a análise de viabilidade da usina.

4.1 Usina heliotérmica com calhas parabólicas e armazenamento térmico

Como o foco do trabalho foi apresentar as características e dimensionamento do sistema de armazenamento térmico (quantidade de sal, tanques, trocador de calor, bombas, etc), o custo deste servirá de base para estimar o custo total do empreendimento.

O estudo apresentado por (HERMANN; KELLY; PRICE) mostra uma análise de estimativa de custo para diversas configurações de sistemas de armazenamento térmico com sais fundidos. Com base nessas informações, foram estimados os custos unitários dos equipamentos principais, fazendo a média ponderada entre o sistema com tempo de armazenamento de 6h e o com tempo de armazenamento de 9h. Assim, os valores unitários encontrados, para um sistema de armazenamento de 7,5 h para uma planta de 50 MW, são:

Tabela 10 – Estimativa dos valores unitários para o sistema de armazenamento térmico. (Fonte: HERMANN U.; KELLY B.; PRICE H)

Item	Valor	Unidade
Material (sal fundido)	0,46	US\$/kg
Tanque de armazenamento	230,00	US\$/m³
Trocadores de calor	162,00	US\$/m²
Sistema de bombeamento	1.900,00	US\$/kW
Balanço do Sistema	3.200.000,00	US\$

Com os valores apresentados na Tabela 10, é possível calcular o custo de cada equipamento do sistema de armazenamento térmico dimensionado neste trabalho e por fim o custo total do sistema.

Custo do Material (sal fundido)

No item 3.2.2, foi calculada a quantidade de sal fundido (30.600 toneladas) necessária para a troca de calor com o óleo da planta solar. Portanto:

$$C_{Sal} = 0,46 \times 30.600.000 \cong US\$ 14 \text{ milhões} \quad (38)$$

Tanque de armazenamento

No item 3.2.2, foi estimado o valor do volume do tanque de armazenamento (18.000 m³) necessário para armazena quantidade de sal do projeto. Então, o custo para os dois tanques é igual a:

$$C_{Tanques} = 2 \times 230 \times 18.000 \cong US\$ 8,3 \text{ milhões} \quad (39)$$

Trocadores de calor

No item 3.2.4, a área total estimada para o conjunto de trocadores de calor é 23.055 m². Portanto, o custo dos trocadores é:

$$C_{Trocadores} = 23.055 \times 162 \cong US\$ 3,8 \text{ milhões} \quad (40)$$

Sistema de bombeamento dos tanques de sal fundido

Com a potência da bomba calculada no item 3.2.3, é possível calcular o custo do sistema de bombeamento dos tanques quente e frio (6 bombas).

$$C_{Bombeas} = 6 \times 115,53 \times 1.900 \cong US\$ 1,3 \text{ milhões} \quad (41)$$

Assim, o custo total (US\$) e unitário (US\$/kWht) do sistema de armazenamento com 2 tanques de sal fundido e capacidade de 1010 MWht (7,5 h) são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 11 – Custo estimado do sistema de armazenamento dimensionado

Sistema de Armazenamento 1010 MWht (7,5 horas)		
Item	Valor (US\$)	Valor (R\$)*
Material (sal fundido)	\$ 14.000.000,00	R\$ 33.600.000,00
Tanque de armazenamento	\$ 8.300.000,00	R\$ 19.920.000,00
Trocadores de calor	\$ 3.800.000,00	R\$ 9.120.000,00
Sistema de bombeamento	\$ 1.300.000,00	R\$ 3.120.000,00
Balanço do Sistema	\$ 3.200.000,00	R\$ 7.680.000,00
TOTAL	\$ 30.600.000,00	R\$ 73.440.000,00
Custo Unitário (\$/kWht)	\$ 30,30	R\$ 72,71

* Os valores em reais (R\$) foram calculados adotando o valor de câmbio de 1 US\$ = R\$ 2,40.

Segundo (Kuravi S. et al, 2013), o material (sal) representa quase 50% do custo de toda a solução armazenagem térmica, considerando o esquema de 2 tanques de armazenamento. (HERMANN; KELLY; PRICE) estimaram valores da ordem de 30 US\$/kWht, para o sistema com tempo de armazenamento de 7,5 horas e 50 MW de potência instalada. Portanto, os valores que foram calculados (Tabela 11) estão coerentes com a realidade de uma usina em operação.

Como foi informado anteriormente, o valor do armazenamento representa aproximadamente 10,5% do CAPEX total da usina heliotérmica, portanto, de posse desse valor, é possível estimar a contribuição de cada item da Figura 34 no custo total. Para o cálculo do valor anual de despesas com O&M foi considerado o preço de US\$ 30/MWh e uma produção de energia anual de 158.000 MWh, conforme informado na Tabela 7, o que representa um fator de capacidade de 36%. Assim, chega-se aos seguintes valores de CAPEX e O&M da usina:

Tabela 12 – Custo de Implantação e Operação da Usina de 50 MW com armazenamento de 7,5 horas

CAPEX e O&M - Usina Heliotérmica de 50 MW com calhas parabólicas e armazenamento térmico		
Item	Valor (US\$)	Valor (R\$)*
Campo Solar	\$ 112.200.000,00	R\$ 269.280.000,00
Sistema de Armazenamento Térmico	\$ 30.600.000,00	R\$ 73.440.000,00
Componentes e Sistemas da uma Planta Convencional	\$ 41.674.285,71	R\$ 100.018.285,71
Custo do trabalho: local e campo solar	\$ 50.125.714,29	R\$ 120.301.714,29
Outros (Gerenciamento, EPC, Financiamento,etc)	\$ 56.828.571,43	R\$ 136.388.571,43
CAPEX Total	\$ 291.428.571,43	R\$ 699.428.571,43
Custo Unitário (R\$/MW)	\$ 5.828.571,43	R\$ 13.988.571,43
O&M (R\$/ano)	\$ 4.740.000,00	R\$ 11.376.000,00

* Os valores em reais (R\$) foram calculados adotando o valor de câmbio de 1 US\$ = R\$ 2,40.

Com a taxa de câmbio considerada, o custo unitário (R\$/MW) encontrado foi de aproximadamente R\$ 14 milhões para cada MW instalado. Já o custo com O&M anual (R\$ 11,3 milhões) representa aproximadamente 1,7% do valor total do investimento da usina.

A Agência Nacional de Energia (IEA) estima que o custo de investimento atual para plantas heliotérmicas varia entre US\$ 4.200 – 8.500 por kW, dependendo das condições locais, índice de radiação direta e tamanho do sistema de armazenamento térmico. Portanto, o valor encontrado na estimativa de custo desta planta (US\$ 5.828 por kW) está condizente com a realidade.

4.2 Usina heliotérmica com calhas parabólicas e sem armazenamento térmico

Para estruturar e estimar os custos de uma planta heliotérmica com calhas parabólicas de potência igual a 50 MW e sem sistema de armazenamento térmico, será preciso calcular, antes de tudo, qual é a área total dos coletores solares para atingir a configuração SM 1 (Múltiplo Solar 1), ou seja, a área será igual àquela necessária para se atingir a potência nominal da planta, não sobrando energia térmica suficiente para ser armazenada.

A usina Andasol 1, que serviu de modelo para o dimensionamento da usina na Bahia, possui área dos coletores de 510.000,00 m² e foi projetada como SM 1.7 (com 7,5 horas de armazenamento térmico), ou seja, tem o tamanho da área dos

coletores cerca de 70% maior do que se fosse uma usina sem armazenamento térmico. Portanto, a área dos coletores solares de uma planta SM 1, considerando as mesmas condições de irradiação do local, é igual a:

$$A_{SM\ 1} = \frac{A_{SM\ 1.7}}{1,7} = \frac{510.000}{1,7} = 300.000\ m^2 \quad (42)$$

Considerando a eficiência solar como sendo a razão entre a produção de energia elétrica e a energia solar que atinge a área dos coletores, tem-se o seguinte valor para a usina a ser instalada na Bahia (com irradiação de 2.100 kWh/m².ano):

$$\eta_{solar} = \frac{P_E}{A_{SM\ 1.7} \times DNI} = \frac{158.000\ [MWh]}{510.000\ [m^2] \times 2,1\ [MWh/m^2\ ano]} \cong 0,15 \quad (43)$$

Portanto, aplicando a mesma condição de rendimento para a planta SM 1, é possível encontrar o valor da produção de energia elétrica anual:

$$P_{E_SM1} = A_{SM\ 1} \times DNI \times \eta_{solar} = 300.000 \times 2,1 \times 0,15 = 94.500\ MWh/ano \quad (44)$$

Com esse valor, o fator de capacidade da usina encontrado é de 21,5 %.

Considerando a Tabela 12, o valor do Campo Solar deverá ser reduzido proporcionalmente, pois a área dos coletores é menor, além disso, deve ser removido da tabela o custo do armazenamento térmico. O custo unitário dos serviços de O&M permanece o mesmo, porém o valor total anual diminui, pois o tamanho da área dos coletores e a produção de energia são menores. Portanto, os valores de CAPEX e O&M para a planta heliotérmica de 50 MW sem armazenamento são:

Tabela 13 -Custo de Implantação e Operação da Usina de 50 MW sem armazenamento

CAPEX e O&M - Usina Heliotérmica de 50 MW com calhas parabólicas sem armazenamento térmico		
Item	Valor (US\$)	Valor (R\$)*
Campo Solar	\$ 65.182.549,02	R\$ 156.438.117,65
Componentes e Sistemas da uma Planta Convencional	\$ 41.674.285,71	R\$ 100.018.285,71
Custo do trabalho: local e campo solar	\$ 50.125.714,29	R\$ 120.301.714,29
Outros (Gerenciamento, EPC, Financiamento,etc)	\$ 56.828.571,43	R\$ 136.388.571,43
CAPEX Total	\$ 213.811.120,45	R\$ 513.146.689,08
Custo Unitário (R\$/MW)	\$ 4.276.222,41	R\$ 10.262.933,78
O&M (R\$/ano)	\$ 2.835.000,00	R\$ 6.804.000,00

O valor CAPEX é 26% menor em relação à usina com armazenamento. Porém, a produção de energia encontrada é quase 40% inferior.

A seguir será mostrado um comparativo econômico entre essas duas usinas, mostrando qual é a mais competitiva e qual seria um preço de venda (R\$/MWh) da energia adequado para se viabilizar uma planta heliotérmica desse porte em um leilão de energia federal.

4.3 Análise financeira

O índice comumente usado para equalizar e comparar projetos de geração de energia é o custo da produção de energia (sigla inglês LCOE - *Levelized Cost of Energy*). O LCOE leva em conta basicamente o custo de investimento do projeto (CAPEX), os custos de manutenção durante todo o período de operação e quantidade de produção de energia propriamente dita. Portanto, o LCOE pode ser calculado da seguinte maneira:

$$LCOE = \frac{CAPEX + O\&M}{Produção\ de\ energia} [R\$/MWh] \quad (45)$$

Quanto menor for o valor o LCOE, mais economicamente viável será a usina. Substituindo os valores de custos encontrados anteriormente na Tabela 12 e na Tabela 13, considerando o período de 30 anos de contrato de fornecimento de energia, tem-se os valores dos custos de produção de energia estimados, para cada caso.

Usina com armazenamento (SM 1.7)

$$LCOE = \frac{699.428.571 + 30 \times 11.376.000}{30 \times 158.000} = 219,56\ R\$/MWh \quad (46)$$

Usina sem armazenamento (SM 1)

$$LCOE = \frac{513.146.689 + 30 \times 6.804.000}{30 \times 94.500} = 253,00 \text{ R\$/MWh} \quad (47)$$

Através dos resultados apresentados acima, pode-se concluir que o sistema de armazenamento estudado nesse trabalho, apesar de acrescentar valores de investimento (CAPEX) ao projeto, acrescenta também fator de capacidade ao sistema, melhorando a produção de energia elétrica anual.

Para os dois casos avaliados, a usina com armazenamento térmico apresentou um custo de produção de energia 13% mais barato do que a usina sem sistema de armazenamento. Portanto, para as condições do local escolhido para a implantação da usina, o tamanho da usina (50 MW) e os custos estimados de investimento, a inclusão do sistema de armazenamento térmico com tanques de sais fundidos se mostra mais viável, pois reduz o custo da energia e consequentemente, o retorno financeiro do projeto.

Na análise do retorno financeiro do projeto da usina com armazenamento térmico, foram consideradas algumas premissas, tentando se aproximar da realidade para uma usina de geração de energia:

- Venda da energia no leilão federal (contrato de 30 anos);
- Financiamento através do BNDES (65% do capital total);
- Tarifa de conexão no sistema de transmissão (TUST): 50 R\\$/kW.ano;
- Reajuste anual com IPCA: 5,5%;
- Impostos PIS/COFINS: 3,65%;
- Impostos IR/CS: 3,08%;
- Custo de capital próprio (ke): 11%;
- Custo de capital de terceiros (kd): 7,5% (taxa do BNDES);

O BNDES financiará 65% do CAPEX total, com prazo de amortização de 20 anos (projetos de energia solar), calculado no sistema PRICE, isto é, com pagamento de prestações anuais iguais. Então, para a usina com armazenamento térmico (SM 1.7), o montante a ser financiado é de aproximadamente 454,6 milhões, com prestações anuais de 44,6 milhões, por 20 anos

Tabela 14 – Demonstrativo das prestações e amortizações do financiamento. (Valores em R\$)

Período	Principal	Juros	Amortização	Prestação	Saldo Devedor
	454.628.571				
1	454.628.571	34.097.143	10.498.370	44.595.513	444.130.201
2	444.130.201	33.309.765	11.285.748	44.595.513	432.844.453
3	432.844.453	32.463.334	12.132.179	44.595.513	420.712.275
4	420.712.275	31.553.421	13.042.092	44.595.513	407.670.182
5	407.670.182	30.575.264	14.020.249	44.595.513	393.649.933
6	393.649.933	29.523.745	15.071.768	44.595.513	378.578.165
7	378.578.165	28.393.362	16.202.151	44.595.513	362.376.014
8	362.376.014	27.178.201	17.417.312	44.595.513	344.958.702
9	344.958.702	25.871.903	18.723.610	44.595.513	326.235.092
10	326.235.092	24.467.632	20.127.881	44.595.513	306.107.211
11	306.107.211	22.958.041	21.637.472	44.595.513	284.469.739
12	284.469.739	21.335.230	23.260.283	44.595.513	261.209.457
13	261.209.457	19.590.709	25.004.804	44.595.513	236.204.653
14	236.204.653	17.715.349	26.880.164	44.595.513	209.324.489
15	209.324.489	15.699.337	28.896.176	44.595.513	180.428.313
16	180.428.313	13.532.123	31.063.390	44.595.513	149.364.923
17	149.364.923	11.202.369	33.393.144	44.595.513	115.971.779
18	115.971.779	8.697.883	35.897.630	44.595.513	80.074.150
19	80.074.150	6.005.561	38.589.952	44.595.513	41.484.198
20	41.484.198	3.111.315	41.484.198	44.595.513	0

O custo de capital próprio é quanto o acionista estima que ganharia se aplicasse esse dinheiro em outro investimento. Já o custo de capital de terceiros é a taxa para se tomar dinheiro emprestado, que neste caso foi o valor de 7,5% (taxa do BNDES). O custo de oportunidade ou custo de capital (WACC) é a taxa de desconto a ser aplicada no projeto e pode ser calculada com a média ponderada dos valores de k_e e k_d :

$$WACC = \frac{\%dinheiro_{próprio} \times k_e + \%dinheiro_{terceiros} \times k_d}{\%dinheiro_{próprio} + \%dinheiro_{terceiros}} \quad (48)$$

$$WACC = 0,65 \times 7,5\% + 0,35 * 11\% = 8,7\% \quad (49)$$

O tempo de construção da usina foi considerado em 3 (três) anos e o início da operação comercial em janeiro 2018. A demonstração do resultado do exercício (DRE) foi calculada para os 30 anos de operação da usina. Apenas como ilustração

dos itens considerados no cálculo, a Tabela 15 mostra os valores do 1º ao 4º ano de operação comercial.

Tabela 15 – DRE para a usina em operação do 1º ano ao 4º ano. (Valores em R\$)

	2018	2019	2020	2021
Receita Bruta	69.289.940,36	73.100.887,08	77.121.435,87	81.363.114,84
PIS/COFINS	(2.529.082,82)	(2.668.182,38)	(2.814.932,41)	(2.969.753,69)
Receita Líquida	66.760.857,54	70.432.704,70	74.306.503,46	78.393.361,15
O&M	(14.092.869,23)	(14.867.977,03)	(15.685.715,77)	(16.548.430,14)
Tarifa TUST	(3.097.061,63)	(3.267.400,02)	(3.447.107,02)	(3.636.697,90)
EBITDA	49.570.926,68	52.297.327,65	55.173.680,67	58.208.233,11
Depreciação	(23.314.285,71)	(23.314.285,71)	(23.314.285,71)	(23.314.285,71)
EBIT	26.256.640,97	28.983.041,94	31.859.394,96	34.893.947,39
Despesas Financeiras	(34.097.142,86)	(33.309.765,10)	(32.463.334,01)	(31.553.420,59)
EBT	(7.840.501,89)	(4.326.723,16)	(603.939,05)	3.340.526,80
IR/CS	(2.134.130,16)	(2.251.507,32)	(2.375.340,22)	(2.505.983,94)
Lucro Líquido	(9.974.632,05)	(6.578.230,49)	(2.979.279,28)	834.542,87

Para todos de construção e operação, foi aplicada a taxa do IPCA (%) para reajuste de preços, pois os contratos de compra e venda de energia nos leilões levam em consideração esse índice de inflação. Nota-se que o lucro líquido do 1º ano é negativo, pois as despesas financeiras são muito elevadas. O lucro passa a ser positivo a partir do 4º ano de operação comercial.

Com os valores calculados no DRE, é possível estruturar o fluxo de caixa do projeto para cada ano. A Tabela 16 mostra um exemplo de como foi estruturado os fluxos de caixa do projeto e do acionista, mostrando os valores até o 4º ano de operação comercial.

Os 3 (três) primeiros anos, referentes ao período de construção, apresentam valores negativos no fluxo de caixa líquido, pois representam os investimentos gastos na implantação da usina.

Tabela 16 – Fluxos de Caixa do projeto e acionista até o 4º ano de operação da usina (Valores em R\$)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fluxo de Caixa do Projeto								
EBIT		-	-	-	26.256.640,97	28.983.041,94	31.859.394,96	34.893.947,39
IR/CS		-	-	-	(2.134.130,16)	(2.251.507,32)	(2.375.340,22)	(2.505.983,94)
Depreciação		-	-	-	23.314.285,71	23.314.285,71	23.314.285,71	23.314.285,71
Investimentos		(209.828.571,43)	(279.771.428,57)	(209.828.571,43)				
FC Liq		(209.828.571,43)	(279.771.428,57)	(209.828.571,43)	47.436.796,52	50.045.820,33	52.798.340,45	55.702.249,17
Fluxo de Caixa do Acionista								
EBITDA		-	-	-	49.570.926,68	52.297.327,65	55.173.680,67	58.208.233,11
IR/CS		-	-	-	(2.134.130,16)	(2.251.507,32)	(2.375.340,22)	(2.505.983,94)
Despesas Fin.		-	-	-	(34.097.142,86)	(33.309.765,10)	(32.463.334,01)	(31.553.420,59)
Amortização		-	-	-	(10.498.370,09)	(11.285.747,85)	(12.132.178,94)	(13.042.092,36)
Investimentos		(73.440.000,00)	(97.920.000,00)	(73.440.000,00)				
FC Liq		(73.440.000,00)	(97.920.000,00)	(73.440.000,00)	2.841.283,57	5.450.307,38	8.202.827,50	11.106.736,22

Na estimativa do modelo financeiro, tentou-se chegar a um valor mínimo (R\$/MWh) do contrato de compra e venda de energia para que a TIR do acionista seja de no mínimo 12%, que representa uma atratividade adequada para esse tipo de empreendimento. Com isso, os resultados da análise financeira encontrados, para a planta com armazenamento térmico, estão mostrados abaixo:

Tabela 17 – Resultados da análise financeira da usina com armazenamento

LCOE (R\$/MWh)	219,56
TIR Projeto	9,80%
VPL Projeto	R\$ 95.435.308,10
TIR Acionista	12,00%
PAYBACK (anos)	26
PPA (R\$/MWh)	354,00

Para que a TIR do acionista não fique menor do que 12%, o preço da energia comercializada no leilão é de no mínimo R\$ 354,00/MWh, considerando uma usina heliotérmica com calhas parabólicas de 50 MW, com 7,5 horas de armazenamento térmico e instalada na cidade de Bom Jesus da Lapa, BA.

O resultado completo dos valores encontrados nos cálculos da DRE e Fluxo de Caixa, para todo o período de funcionamento da usina, pode ser visualizado no Anexo A – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica com armazenamento térmico.

Seguindo-se o mesmo raciocínio, os resultados da análise financeira para a mesma usina heliotérmica de 50 MW, mas sem o sistema de armazenamento, são mostrados na tabela abaixo:

Tabela 18 - Resultados da análise financeira da usina sem armazenamento

LCOE (R\$/MWh)	253,00
TIR Projeto	9,82%
VPL Projeto	R\$ 71.219.861,38
TIR Acionista	12,03%
PAYBACK (anos)	26
PPA (R\$/MWh)	425,00

O resultado completo dos valores encontrados nos cálculos da DRE e Fluxo de Caixa, para todo o período de funcionamento da usina, pode ser visualizado no Anexo B – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica sem armazenamento térmico.

Nesse caso, para que a TIR do acionista não fique menor do que 12%, será necessário um preço de comercialização de energia de no mínimo 425 R\$/MWh. Portanto, mais uma vez, é possível evidenciar que a solução com armazenamento térmico, dimensionado para essa usina, agregou valor e competitividade ao projeto, para participar de processos de licitação, como os leilões de energia promovidos pelo governo federal, onde vencem os projetos que apresentarem os menores preços dos contratos de energia (PPA).

No entanto, mesmo a usina heliotérmica com armazenamento sendo mais competitiva do que a sem esse tipo de tecnologia, o valor de preço praticado (R\$ 354/MWh) ainda está muito elevado se comparado ao preço de venda das usinas eólicas nos últimos leilões da ANEEL, que foi de R\$ 100/MWh a R\$ 120/MWh. Portanto, incentivos fiscais, financeiros e regulatórios, por parte do governo, são necessários para promover a inserção dessa fonte na matriz energética nacional.

Por outro, se analisarmos que muitas usinas termelétricas a óleo diesel (com custos da ordem de R\$ 1.000/MWh) são usadas para garantir a disponibilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), as usinas heliotérmicas com armazenamento térmico se mostram como uma opção atrativa, pois conseguem suprir as demandas de emergência nos horários de maior consumo, reduzindo o custo no bolso do consumidor final e além disso diminuindo o impacto no meio ambiente, pois não utiliza combustíveis fósseis como fonte de energia.

5 Considerações Finais

A revisão bibliográfica descreveu as principais tecnologias de armazenamento térmico aplicadas em usinas de concentração solar em operação, bem como futuros desenvolvimentos nessa área.

Na Tabela 6 são mostrados os principais empreendimentos de geração heliotérmica em operação com armazenamento térmico. A configuração mais difundida é a de sal fundido com dois tanques de armazenamento (tanque “frio” e “quente”). Esse sistema é usado porque os componentes associados ao manuseio do sal fundido (bombas, válvulas, tanques e trocadores de calor) têm demonstrado uma operação confiável para plantas em escala comercial, dentro das faixas de temperatura suportáveis (Zhiwen et al., 2011).

Este trabalho usou informações gerais referentes a sistemas de armazenamento de energia com sais fundidos e com a aplicação dos fundamentos de engenharia térmica, visto ao longo do curso, realizou um dimensionamento do sistema em engenharia reversa. O método utilizado ainda pode ser refinado no que diz respeito a um aprofundamento de escoamentos e trocas de calor. Com este método de dimensionamento a análise destes sistemas pode ser melhor aprofundada para o caso de aplicações no Brasil pois não se ficará dependendo apenas de informações de fornecedores de equipamentos.

Conforme apresentado na Tabela 11, o material (sal) representa a maior parte do custo de toda a solução armazenagem térmica (cerca de 50%), considerando o esquema de 2 tanques de armazenamento. Por isso, um dos principais desafios atuais é encontrar materiais que possuam excelentes propriedades termodinâmicas, para elevar densidade de armazenamento de energia, reduzindo assim a quantidade de material e aumentando a eficiência térmica.

A estimativa de custo do sistema de armazenamento térmico se mostrou coerente com os valores reais encontrados nas plantas em operação com as mesmas características do projeto dimensionado (30 US\$/kWht).

Considerando as condições de irradiação direta no local da usina (2.100 kWh/m².ano), o fator de capacidade da planta sem armazenamento (SM 1) é igual a

21,5% o que representa aproximadamente 1.900 horas de pleno funcionamento. Já para a planta com sistema de armazenamento de 1010 MWht (SM 1.7) o fator de capacidade é de 36%, que representa 3.150 horas de funcionamento. Portanto, a produção de energia aumentou cerca de 65% com a inserção dos tanques de armazenamento térmico.

Conforme analisado no capítulo 4, o custo de implantação não aumentou na mesma proporção que o ganho da produção de energia, por isso, considerando o índice LCOE, a planta com tanques de armazenamento de sais fundidos apresenta um custo de energia 13% menor do que a planta sem essa tecnologia.

Além disso, do resultado das análises do capítulo 4, estimasse que o preço mínimo atrativo de venda em um leilão de energia federal seria de aproximadamente R\$ 360/MWh, para a usina com armazenamento térmico. Esse valor ainda está elevado, se comparado com outras fontes renováveis, como a eólica. Mas, por outro lado, é mais econômica do que muitas termelétricas a óleo diesel (R\$ 1.000/MWh), que precisam ser acionadas, quando os níveis dos reservatórios das hidrelétricas estão baixos e não conseguem atender a demanda de energia.

Portanto, com cada vez menos controle do sistema elétrico, devido à redução do número de reservatórios das usinas hidrelétricas, a tecnologia heliotérmica com armazenamento térmico é uma opção energética a ser estudada para aumentar a disponibilidade e despachabilidade da energia elétrica no sistema, reduzindo assim a necessidade de termelétricas movidas a combustíveis fósseis e termonucleares, que são mal vistas pelos ambientalistas e boa parte da opinião pública. Porém, o caminho ainda é longo para a inserção dessa tecnologia na matriz energética nacional e precisa de incentivos fiscais, financeiros e regulatórios, por parte do governo e órgãos públicos do setor.

6 Bibliografia

ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL: **Banco de dados terrestres**. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

BALZ, M. **Estado da arte da tecnologia heliotérmica em calhas parabólicas**. Disponível em (acesso em 01 de outubro de 2014):

http://www.ahkbrasilien.com.br/fileadmin/ahk_brasilien/download_dateien/meio_ambiente_eventos/Dia_Engenharia_Heliotermica/Palestras/19_03/Estado_da_arte_da_tecnologia_heliotermica_em_calhas_parabolicas - Marcus_Balz.pdf

CARDOZO, F. R. **Concentrating Solar Power Technologies using Molten Salt for Storage and Production of Energy**. Dissertation submitted for the degree of Master in Environmental Engineering – Management Field. Portugal, 2012.

COSTA M. O. **Mapeamento básico da pré-condições gerais para tecnologias heliotérmicas no Brasil**. Projeto DTKI-CSP. Ministério de Ciência e Tecnologia (MCTI) e Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Brasília, 2014.

DINCER, I.; ROSEN M. A. **Thermal Energy Storage: Systems and Applications**. 2nd edition. Ed. Wiley, 2011.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3rd edition. Ed. Wiley, 2006.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). **A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2013.

HERMANN U.; KELLY B.; PRICE H. **Two-Tank Molten Salt Storage for Parabolic Trough Solar Power Plants**. Disponível em (acesso em 01 de outubro de 2014): http://www.researchgate.net/publication/223608778_Two-tank_molten_salt_storage_for_parabolic_trough_solar_power_plants.

INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P. **Transferência de Calor e de Massa**. Editora LTC. 5^a Edição. 2003.

KELLY B. **Two Tank Indirect Thermal Storage System**. Disponível em: http://www.nrel.gov/csp/roughnet/pdfs/kelly_two_tank_indirect_tes.pdf. Acesso em 01 de outubro de 2014.

KELLY B.; KEARNEY D. **Thermal Storage Commercial Plant Design Study for a 2-Tank Indirect Molten Salt System**. National Renewable Energy Laboratory. 2006.

KOPP J. E. **Two-tank indirect thermal storage designs for solar parabolic trough power plants**. University of Nevada. Las Vegas, 2009.

KURAVI S. et al. **Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants**. Progress in Energy and Combustion Science, v. 39, p. 285 – 319, Mar. 2013.

LAING, D. **Thermal Energy Storage for Concentrated Solar Power: State of the Art and Current Developments**. German Aerospace Center (DLR). ISES Annual Meeting. Tel Aviv, 2011.

LENZEN, F. **Schott Solar: IEA CSP Workshop**. Disponível em: <https://www.iea.org/media/workshops/2014/solarelectricity/FrankLenzenOverviewofParabolictroughs&linearFresnekreceivers.pdf>. Acesso 03/09/2014.

PEREIRA, E. B. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PRICE, H. et al. **Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology**. Journal of Solar Energy Engineering, v. 124, p. 109-125, May 2002.

SCHLIPF D.; STENGLIN M.; SCHNEIDER G. **Thermal Storage CSP Technology: State of the Art and Market Overview**. Projeto Energia Heliotérmica. Ministério de Ciência e Tecnologia (MCTI) e Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Brasília, 2014.

ZHIWEN, M. et al. **Thermal Energy Storage Performance Metrics and Use in Thermal Energy Storage Design**. National Renewable Energy Laboratory, 2011.

Anexo A – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica com armazenamento térmico

Demonstração do Resultado de Exercício para os 30 anos de operação da usina (Valores em R\$ milhões)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Receita Bruta	69,29	73,10	77,12	81,36	85,84	90,56	95,54	100,79	106,34	112,19	118,36	124,87	131,73	138,98	146,62	154,69	163,20	172,17	181,64	191,63	202,17	213,29	225,02	237,40	250,45	264,23	278,76	294,09	310,27	327,33
PIS/COFINS	(2,53)	(2,67)	(2,81)	(2,97)	(3,13)	(3,31)	(3,49)	(3,68)	(3,88)	(4,09)	(4,32)	(4,56)	(4,81)	(5,07)	(5,35)	(5,65)	(5,96)	(6,28)	(6,63)	(6,99)	(7,38)	(7,79)	(8,21)	(8,67)	(9,14)	(9,64)	(10,17)	(10,73)	(11,32)	(11,95)
Receita Líquida	66,76	70,43	74,31	78,39	82,70	87,25	92,05	97,12	102,46	108,09	114,04	120,31	126,93	133,91	141,27	149,04	157,24	165,89	175,01	184,64	194,79	205,51	216,81	228,73	241,31	254,59	268,59	283,36	298,94	315,39
O&M	(14,09)	(14,87)	(15,69)	(16,55)	(17,46)	(18,42)	(19,43)	(20,50)	(21,63)	(22,82)	(24,07)	(25,40)	(26,79)	(28,27)	(29,82)	(31,46)	(33,19)	(35,02)	(36,94)	(38,98)	(41,12)	(43,38)	(45,77)	(48,28)	(50,94)	(53,74)	(56,70)	(59,82)	(63,11)	(66,58)
Tarifa TUST	(3,10)	(3,27)	(3,45)	(3,64)	(3,84)	(4,05)	(4,27)	(4,51)	(4,75)	(5,01)	(5,29)	(5,58)	(5,89)	(6,21)	(6,55)	(6,91)	(7,29)	(7,70)	(8,12)	(8,57)	(9,04)	(9,53)	(10,06)	(10,61)	(11,19)	(11,81)	(12,46)	(13,15)	(13,87)	(14,63)
EBITDA	49,57	52,30	55,17	58,21	61,41	64,79	68,35	72,11	76,08	80,26	84,67	89,33	94,24	99,43	104,90	110,67	116,75	123,17	129,95	137,10	144,64	152,59	160,98	169,84	179,18	189,03	199,43	210,40	221,97	234,18
Depreciação	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	(23,31)	
EBIT	26,26	28,98	31,86	34,89	38,10	41,47	45,04	48,80	52,76	56,95	61,36	66,02	70,93	76,11	81,58	87,35	93,44	99,86	106,63	113,78	121,32	129,28	137,67	146,52	155,86	165,72	176,12	187,08	198,66	210,86
Despesas Financeiras	(34,10)	(33,31)	(32,46)	(31,55)	(30,58)	(29,52)	(28,39)	(27,18)	(25,87)	(24,47)	(22,96)	(21,34)	(19,59)	(17,72)	(15,70)	(13,53)	(11,20)	(8,70)	(6,01)	(3,11)										
EBT	(7,84)	(4,33)	(0,60)	3,34	7,52	11,95	16,64	21,62	26,89	32,48	38,40	44,68	51,34	58,40	65,88	73,82	82,24	91,16	100,63	110,67	121,32	129,28	137,67	146,52	155,86	165,72	176,12	187,08	198,66	210,86
IR/CS	(2,13)	(2,25)	(2,38)	(2,51)	(2,64)	(2,79)	(2,94)	(3,10)	(3,28)	(3,46)	(3,65)	(3,85)	(4,06)	(4,28)	(4,52)	(4,76)	(5,03)	(5,30)	(5,59)	(5,90)	(6,23)	(6,57)	(6,93)	(7,31)	(7,71)	(8,14)	(8,59)	(9,06)	(9,56)	(10,08)
Lucro Líquido	(9,97)	(6,58)	(2,98)	0,83	4,88	9,16	13,70	18,51	23,61	29,02	34,76	40,84	47,28	54,12	61,37	69,06	77,21	85,86	95,03	104,77	115,09	122,71	130,74	139,21	148,15	157,58	167,53	178,03	189,10	200,78

Fluxos de Caixa do Projeto e do Acionista. (Valores em R\$ milhões)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Fluxo de Caixa do Projeto																																	
EBIT	-	-	-	26,26	28,98	31,86	34,89	38,10	41,47	45,04	48,80	52,76	56,95	61,36	66,02	70,93	76,11	81,58	87,35	93,44	99,86	106,63	113,78	121,32	129,28	137,67	146,52	155,86	165,72	176,12	187,08	198,66	210,86
IR/CS	-	-	-	(2,13)	(2,25)	(2,38)	(2,51)	(2,64)	(2,79)	(2,94)	(3,10)	(3,28)	(3,46)	(3,65)	(3,85)	(4,06)	(4,28)	(4,52)	(4,76)	(5,03)	(5,30)	(5,59)	(5,90)	(6,23)	(6,57)	(6,93)	(7,31)	(7,71)	(8,14)	(8,59)	(9,06)	(9,56)	(10,08)
Depreciação	-	-	-	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31	23,31		
Investimentos	(209,83)	(279,77)	(209,83)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
FC Liq	(209,83)	(279,77)	(209,83)	47,44	50,05	52,80	55,70	58,77	62,00	65,41	69,01	72,80	76,80	81,03	85,49	90,19	95,15	100,38	105,90	111,73	117,87	124,35	131,19	138,41	146,02	154,05	162,53	171,46	180,90	190,84	201,34	212,41	224,10
Fluxo de Caixa do Acionista																																	
EBITDA	-	-	-	49,57	52,30	55,17	58,21	61,41	64,79	68,35	72,11	76,08	80,26	84,67	89,33	94,24	99,43	104,90	110,67	116,75	123,17	129,95	137,10	144,64									

Anexo B – DRE e Fluxo de Caixa da usina heliotérmica sem armazenamento térmico

Demonstração do Resultado de Exercício para os 30 anos de operação da usina (Valores em R\$ milhões)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Receita Bruta	49,75	52,49	55,38	58,42	61,64	65,03	68,60	72,38	76,36	80,56	84,99	89,66	94,59	99,80	105,28	111,08	117,18	123,63	130,43	137,60	145,17	153,16	161,58	170,47	179,84	189,73	200,17	211,18	222,79	235,05
PIS/COFINS	(1,82)	(1,92)	(2,02)	(2,13)	(2,25)	(2,37)	(2,50)	(2,64)	(2,79)	(2,94)	(3,10)	(3,27)	(3,45)	(3,64)	(3,84)	(4,05)	(4,28)	(4,51)	(4,76)	(5,02)	(5,30)	(5,59)	(5,90)	(6,22)	(6,56)	(6,93)	(7,31)	(7,71)	(8,13)	(8,58)
Receita Líquida	47,94	50,57	53,36	56,29	59,39	62,65	66,10	69,73	73,57	77,62	81,89	86,39	91,14	96,15	101,44	107,02	112,91	119,12	125,67	132,58	139,87	147,57	155,68	164,24	173,28	182,81	192,86	203,47	214,66	226,47
O&M	(8,43)	(8,89)	(9,38)	(9,90)	(10,44)	(11,02)	(11,62)	(12,26)	(12,94)	(13,65)	(14,40)	(15,19)	(16,03)	(16,91)	(17,84)	(18,82)	(19,85)	(20,94)	(22,10)	(23,31)	(24,59)	(25,95)	(27,37)	(28,88)	(30,47)	(32,14)	(33,91)	(35,78)	(37,74)	(39,82)
Tarifa TUST	(3,10)	(3,27)	(3,45)	(3,64)	(3,84)	(4,05)	(4,27)	(4,51)	(4,75)	(5,01)	(5,29)	(5,58)	(5,89)	(6,21)	(6,55)	(6,91)	(7,29)	(7,70)	(8,12)	(8,57)	(9,04)	(9,53)	(10,06)	(10,61)	(11,19)	(11,81)	(12,46)	(13,15)	(13,87)	(14,63)
EBITDA	36,41	38,41	40,53	42,76	45,11	47,59	50,21	52,97	55,88	58,95	62,20	65,62	69,23	73,03	77,05	81,29	85,76	90,48	95,45	100,70	106,24	112,09	118,25	124,75	131,62	138,85	146,49	154,55	163,05	172,02
Depreciação	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	(17,10)	
EBIT	19,31	21,31	23,42	25,65	28,00	30,48	33,10	35,86	38,78	41,85	45,09	48,51	52,12	55,93	59,95	64,18	68,66	73,37	78,35	83,60	89,14	94,98	101,15	107,65	114,51	121,75	129,39	137,44	145,94	154,91
Despesas Financeiras	(25,02)	(24,44)	(23,82)	(23,15)	(22,43)	(21,66)	(20,83)	(19,94)	(18,98)	(17,95)	(16,84)	(15,65)	(14,37)	(13,00)	(11,52)	(9,93)	(8,22)	(6,38)	(4,41)	(2,28)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	(5,71)	(3,13)	(0,39)	2,50	5,57	8,82	12,27	15,92	19,80	23,90	28,25	32,86	37,75	42,93	48,43	54,26	60,44	66,99	73,94	81,32	89,14	94,98	101,15	107,65	114,51	121,75	129,39	137,44	145,94	154,91
IR/CS	(1,53)	(1,62)	(1,71)	(1,80)	(1,90)	(2,00)	(2,11)	(2,23)	(2,35)	(2,48)	(2,62)	(2,76)	(2,91)	(3,07)	(3,24)	(3,42)	(3,61)	(3,81)	(4,02)	(4,24)	(4,47)	(4,72)	(4,98)	(5,25)	(5,54)	(6,17)	(6,50)	(6,86)	(7,24)	
Lucro Líquido	(7,24)	(4,74)	(2,10)	0,70	3,67	6,82	10,16	13,69	17,44	21,42	25,63	30,10	34,84	39,86	45,19	50,84	56,83	63,18	69,93	77,08	84,67	90,26	96,17	102,40	108,97	115,91	123,22	130,94	139,08	147,67

Fluxos de Caixa do Projeto e do Acionista. (Valores em R\$ milhões)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Fluxo de Caixa do Projeto																																	
EBIT	-	-	-	19,31	21,31	23,42	25,65	28,00	30,48	33,10	35,86	38,78	41,85	45,09	48,51	52,12	55,93	59,95	64,18	68,66	73,37	78,35	83,60	89,14	94,98	101,15	107,65	114,51	121,75	129,39	137,44	145,94	154,91
IR/CS	-	-	-	(1,53)	(1,62)	(1,71)	(1,80)	(1,90)	(2,00)	(2,11)	(2,23)	(2,35)	(2,48)	(2,62)	(2,76)	(2,91)	(3,07)	(3,24)	(3,42)	(3,61)	(3,81)	(4,02)	(4,24)	(4,47)	(4,72)	(4,98)	(5,25)	(5,54)	(6,17)	(6,50)	(6,86)	(7,24)	
Depreciação	-	-	-	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10	17,10			
Investimentos	(153,94)	(205,26)	(153,94)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
FC Liq	(153,94)	(205,26)	(153,94)	34,88	36,80	38,82	40,96	43,21	45,59	48,09	50,74	53,53	56,47	59,58	62,86	66,31	69,96	73,81	77,87	82,15	86,67	91,44	96,47	101,77	107,37	113,27	119,50	126,08	133,01	140,33	148,04	156,19	164,78
Fluxo de Caixa do Acionista																																	
EBITDA	-	-	-	36,41	38,41	40,53	42,76	45,11	47,59	50,21	52,97	55,88	58,95	62,20	65,62	69,23	73,03	77,05	81,29	85,76	90,48	95,45	100,70	106,24	112,09	118,25	124,75	131,62	138,85	146,49	154,55	163,05	1