

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

DIONISIO VIRGINIO PEREIRA

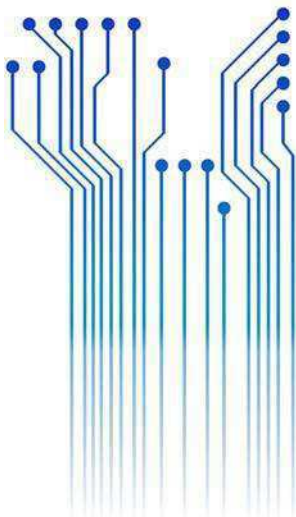


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA:
CARACTERIZAÇÃO E VIABILIZAÇÃO



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2019

DIONISIO VIRGINIO PEREIRA

GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA: CARACTERIZAÇÃO E VIABILIZAÇÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Coordenação do Curso de
Graduação de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande
2019

DIONÍSIO VIRGÍNIO PEREIRA

GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA: CARACTERIZAÇÃO E VIABILIZAÇÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Coordenação do Curso de
Graduação de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Aprovado em / /

Roberto Silva de Siqueira
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Aos meus pais e minha avó, minha eterna gratidão.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter me dado forças para nunca desistir e sempre seguir em busca dos meus sonhos, em especial este, que é me tornar um profissional de engenharia.

Agradeço aos meus pais, Alba Diracineide Pereira e Diógenes Virginio Pereira, e a minha avó Eronides de Araújo Pereira (*In Memoriam*), pelo apoio incondicional em todos os momentos necessários nessa caminhada, estes que sempre acreditaram em mim.

Agradeço aos amigos, colegas e familiares, que sempre foram um apoio especial em todos os momentos, e nunca me permitiram desistir.

Agradeço ao meu orientador Leimar, que se dispôs do seu tempo e paciência, sua disposição a todo momento foi fundamental no produto final deste trabalho.

Agradeço ao professor Roberto Siqueira por se dispor a participar da banca avaliadora.

Finalmente agradeço a todas as pessoas que me deram suporte, seja no decorrer da graduação, seja na vida pessoal.

“Eu já falhei 99 vezes e falhei, mas na centésima tentativa eu consegui, nunca desista dos seus objetivos mesmo que esses pareçam impossíveis, a próxima tentativa pode ser vitoriosa”

Albert Einstein.

RESUMO

O presente trabalho de pesquisa tem como propósito realizar um estudo sobre a fonte renovável de energia solar térmica. Após a crise energética de 2001, as energias renováveis vêm ganhando espaço no cenário brasileiro nos últimos anos com investimento em novas tecnologias. É necessário ressaltar a produção de energia solar térmica, pois com a crise e as recentes flutuações climáticas, afetando principalmente os recursos hídricos existentes, em uma possibilidade de popularizar a mesma a partir das novas regulamentações impostas em paralelas as já existente, como por exemplo, para a energia solar fotovoltaica, podendo utilizar a tecnologia CSP implantando-a segundo estudos de localização; a pesquisa partiu de livros, artigos e mídias especializadas do setor. A energia solar térmica também pode se tornar uma alternativa de economia de energia além de contribuir com a matriz energética nacional, apesar dos custos dos sistemas de produção solar térmica, obstáculo ainda a ser vencido.

Palavras-chave: energia; renovável; solar térmica; normas; concentrador solar; geração; estudos de localização.

ABSTRACT

This research work aims to conduct a study on the new able source of solar thermal power. After the energy crisis of 2001, the renewable energy sources has been gaining ground in the Brazilian scene in recent years with investments in new Technologies. It is necessary to emphasize solar thermal power production, because with the crisis and recent climatic fluctuations, mainly affecting the existing hydrous resources, in the possibility to popularize the same from the new regulations in parallel the already existing, as for example, photovoltaic solar energy; being able to use CSP technology by implementing it in accordance to localization studies; research started from books, standards, articles and specialized industry media. The thermal solar energy canal so has become an energy saving alternative contributing to the national energy matrix.

Keywords: energy; renewable; solar thermal power; standards; solar concentrator; generation; localization studies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Turbina alimentada por energia solar de Mouchout em 1878	20
Figura 2 – Dois modelos centrais com a tecnologia de concentradores	23
Figura 3 – Estufa com chaminé solar.....	23
Figura 4 – Potência instalada por UF até 2017	25
Figura 5 - Principais processos de interação entre radiações.....	27
Figura 6 – Espectro solar Extraterrestre e Terrestre	29
Figura 7 – Mapa Solarimétrico	32
Figura 8 – Definição dos ângulos usados nos cálculos ópticos.....	37
Figura 9 - Esquema geral do processo CSP	42
Figura 10 - Distribuição de CSP	44
Figura 11 –Família de Tecnologia CSP	45
Figura 12 - Sistema de geração com armazenamento de calor.....	50
Figura 13 - Planta solar para operação em carga intermediária	50
Figura 14 - Planta solar para operação em carga intermediária atrasada	51
Figura 15 - Planta solar para operação na base.....	51
Figura 16 - Planta solar para operação no pico.....	52
Figura 17 – Sistema Solar de geração com armazenamento de calor	53
Figura 18 - Perdas relacionadas ao sombreamento de coletores.....	56
Figura 19 - Custo entre usina CSP com e sem armazenamento de calor	61
Figura 20 – Variação de custo total para diferentes tecnologias de geração	62
Figura 21 – Áreas potenciais para projeto CSP.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Instalações Solares no Brasil	24
Tabela 2– Análises técnicas, comerciais, econômicas das 4 tecnologias CSP	53
Tabela 3– Pesos dos subcritérios do estudo de ARÁN-CARRIÓN.	65
Tabela 4– Parâmetros que afetam a Localização Ótima de Fazendas Solares.....	66
Tabela 5– Pesos dos subcritérios do estudo de SÁNCHEZ-LOZANO.....	70
Tabela 6– Critérios e subcritérios do estudo de SÁNCHEZ-LOZANO.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ADM	Análise de Decisão de Multicritério
AHP	Analytic Hierarchy Process
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Social
CIIE	Commission Internationale de l'Éclairage
CAPEX	Capital Expenditure
CP	Coletor Parabólico
CSP	Concentrated Solar Power
DGC	Dirección General del Catastro
DNI	Direct Normal Irradiation
EDSS	Environmental Decision Support System
ELECTRE	Elimination and (et) Choice Translating Algorithm
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISCC	Integrated Solar Combined-Cycle
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LEC	Levelized Electricity Cost
LFR	Linear Fresnel Reflector
MME	Ministério de Minas e Energia
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NVAP	NASA Water Vapour Project
O&M	Operação e Manutenção
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEX	Operational Expenditure
OWA	Ordered Weighted Averaging
PTC	Parabolic Trough Collector
SEGS	Solar Electricity Generating System

SIG	Sistema de Informação Geográfica
TC	Torre Central
USD	United States Dollar

LISTA DE SÍMBOLOS

kW	Quilo-Watt
MW	Mega-Watt
MWe	Mega-Watt Elétrico
GWe	Giga-Watt Elétrico
$d_{\text{média}}$	Distância Média
g/cm^3	Gramas por Centímetro Cúbico
μm	Micrômetro
J	Joule
J.s	Joule-Segundo
m.s^{-1}	Metro por Segundo
nm	Nanômetro
km	Quilo-Metro
W/m^2	Watt por Metro Quadrado
Å	Ångstron
UA	Unidade Astronômica
kWh/m^2	Quilo-Watt Hora por Metro Quadrado
$\text{W/m}^2\text{K}^2$	Watt por Metro Quadrado Kelvin Quadrado
°C	Celsius
K	Kelvin
N	Frequência de Oscilação
Q	Energia Térmica
c	Velocidade da Luz
h	Constante de Planck
λ	Comprimento de Onda
Φ_g	Radiação Solar Global Incidente na Superfície
Φ_0	Radiação Solar Incidente no Topo da Atmosfera
τ_{clear}	Transmitância a Céu Limpo
τ_{cloud}	Transmitância a Céu Nublado

C_{eff}	Cobertura de Nuvens por Imagens de Satélite
α_s	Ângulo de Elevação do Sol
γ_s	Azimute Solar
θ_i	Ângulo de Incidência Longitudinal
θ_t	Ângulo de Incidência no Plano Transversal
ξ_{geo}	Eficiência Geométrica
η_{opt}	Eficiência Óptica
U	Fator de Perdas
π	Pi
C	Fator de Concentração da Calha Parabólica
E	Coefficiente de Emissão da Superfície do Tubo Absorvedor
Σ	Constante de Boltzmann
A_{SF}	Área do Campo Solar
ξ_{IAM}	Perdas Devidas ao Modificador do Ângulo de Incidência
ξ_{cos}	Perdas do Cosseno
ξ_{IAM}	Perdas pelo Modificador do Ângulo de Incidência
ξ_s	Perdas de Sombreamento
k	Comportamento Parcial de Cargas em Ciclo de Potência
$P_{\text{Par,PB}}$	Consumo Elétrico Parasitário do Ciclo de Potência
$P_{\text{Par,SF}}$	Consumo Elétrico Parasitário do Campo Solar
ε_T	Perdas Relativas de Reflexão
ϑ	Fator de Sujeira na Superfície dos Espelhos
μ	Perdas de Transmitância
ρ_m	Fator de Interceptação
τ	Coefficiente de Absorção
K	Kelvin
x_{field}	Disponibilidade do Campo Solar
UA	Unidade Astronômica

SUMÁRIO

1. Introdução.....	16
1.1. Objetivos Gerais	17
1.2. Obetivos Específicos.....	17
1.3. Estrutura do Trabalho	17
2. Energia Solar Térmica	19
2.1. Evolução Histórica da Enegia Solar Térmica no mundo	19
2.2. Evolução Histórica na Energia Solar no Brasil.....	23
3. Recurso Solar	26
3.1. Evolução Histórica da Energia Solar Térmica no mundo	26
3.1.1. Radiação Solar e Espectro Eletromagnético.....	28
3.2. Atlas Solar Brasileiro	30
3.2.1. Estimativas de Radiação.....	32
4. Tecnologia para a Produção Solar Térmica.....	39
4.1. Introdução	39
4.2. Aproveitamento da Radiação Solar.....	40
4.3. Tecnologia de Concentração Solar CSP	41
4.3.1. Por que com Concentração Solar?.....	42
4.3.2. Concentradores e Receptores	43
4.3.3. Família de Tecnologia CSP	43
4.3.3.1. Concentrador de Calha Parabólica	44
4.3.3.2. Concentrador em Torre Central	45
4.3.3.3. Discos Solares	45
4.3.3.4. Lente Fresnel	46
4.3.3.5. Comparação das Tecnologias CSP.....	46
4.3.4. Armazenamento de Calor CSP.....	47
4.3.5. Hibridização	52
4.4. Modelo Óptico e Térmico da Usina Solar.....	54
5. Apectos Econômicos da Tecnologia CSP.....	59
5.1. Custo Normalizado de Energia (LCOE)	59
5.1.1. Custo de Investimento Inicial (CAPEX)	60
5.1.2. Custo de Operação e Manutenção (OPEX)	61
6. Viabilidade de implantação do CSP	63
6.1. Estudos de Localização.....	63
6.1.1. Localização por Processo Analítico Hierárquico	64
6.1.2. Localização pelo Custo de Produção de Eletricidade	73
6.2. Planejamento Energético de Inserção de Usinas Solares no Brasil.....	77
7. Conclusão	80
8. Bibliografia.....	81

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil é em maior parte proveniente de usinas hidrelétricas que, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2014), em 2014 corresponde a 63,03% da geração. Em um cenário em que os recursos hídricos tornam-se cada vez mais escassos e a demanda por energia elétrica tende a aumentar, torna-se necessário a busca por fontes complementares de geração renovável.

Para ter um sistema de geração seguro para o crescimento do país, o sistema precisa ser equilibrado e diversificado para não se tornar dependente de poucas fontes geradoras, ou seja, quando entramos num período de poucas chuvas e os reservatórios das usinas diminuem, como nesse período de 2014 a 2016, começam os riscos de apagões e o aumento do custo da energia. Estas oscilações e incertezas contribuem para afastar os investimentos no país.

Observou-se durante a crise energética de 2001 uma tentativa de incentivar os empreendimentos de geração de energia renovável no país (a princípio surgiu com a geração eólica) que além de incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis, abriu caminho para o surgimento das indústrias de componentes. Portanto, justifica-se o presente estudo pela necessidade ampliar as opções de fontes renováveis, buscando assim reunir informações sobre a geração em energia solar térmica.

Acredita-se que com as novas regulamentações que permitam o crescimento deste tipo de geração e aliada a mentalidade de diversificação da matriz energética com a finalidade de complementação, poderá beneficiar a energia solar térmica para sua implantação, permitindo assim através de estudos de localização determinar locais com maior potencial para tal.

1.1 OBJETIVOS GERAIS

Este trabalho visa em sentido amplo, descrever todo o processo que compõe a geração de energia solar térmica, desde o ponto de origem da fonte da radiação (Sol), até a sua chegada em nosso planeta, com a explicação física que as compõe, buscando também descrever e caracterizar os componentes que permitem a recepção e o aproveitamento da radiação solar como fonte de energia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho objetiva mostrar que a geração de energia solar térmica, representada pela tecnologia CSP, pode ser uma das promissoras fontes de energia renovável amplamente distribuída, e que este tipo de geração poderá estar se popularizando no país com a consequente criação de regulamentações, atraindo investidores que apostando em novas tecnologias poderá diversificar ainda mais a matriz energética nacional.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste documento são relacionados os temas desenvolvidos neste TCC e apresenta as seguintes distribuições, conforme será dito nos próximos parágrafos.

O primeiro capítulo é introdutório e caracteriza o trabalho do ponto de vista de conteúdo e estrutura assim, como também definindo os objetivos.

O segundo Capítulo apresenta uma breve evolução histórica da utilização do sol para a geração de energia, as primeiras captações utilizadas para realização de tarefas mecânicas, normalmente associadas ao trabalho no campo para aquecimento, até os estudos iniciais dos primeiros modelos voltados à geração de energia elétrica.

No terceiro Capítulo, abordaremos a energia solar e seus fatores com um estudo sobre a potência solar, medições, ferramentas e modelos estatísticos utilizados na modelagem.

O Capítulo 4 será dedicado a toda tecnologia envolvida na produção de energia solar térmica, fatores utilizados na concepção do sistema, configurações de CSP utilizadas neste, componentes que compõe o sistema de produção, etc.

O Capítulo 5, terá um breve comentário sobre custos na geração.

O capítulo 6 abordará a viabilidade de implantação de usinas solares em regiões brasileiras ,assim como também o resultado de implantação da tecnologia em alguns países.

O método utilizado será bibliográfico-dedutivo, partindo de pesquisas em livros, artigos e mídias especializadas do setor.

2 ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Será abordado neste Capítulo, como se deu o nascimento da utilização da radiação solar para a produção de energia elétrica, desde os momentos onde a tecnologia era somente utilizada como ferramenta de aquecimento, as primeiras placas solares utilizadas para produzir energia elétrica, como também os primeiros estudos experimentais na busca por melhoria da tecnologia. Também é abordado como a tecnologia se desenvolveu no Brasil, as primeiras placas e estudos realizados para inserção da tecnologia no âmbito nacional.

2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA NO MUNDO

O sol, como eixo fundamental da vida no planeta, foi reverenciado por quase todas as civilizações antigas. Na Grécia antiga, os deuses do sol eram Helios e Apolo, a quem possuía incontáveis templos. Os gregos também foram pioneiros a usar projetos de casas para aproveitar passivamente a luz do sol, provavelmente desde 400 a.C.. (ALMEIDA, 2005).

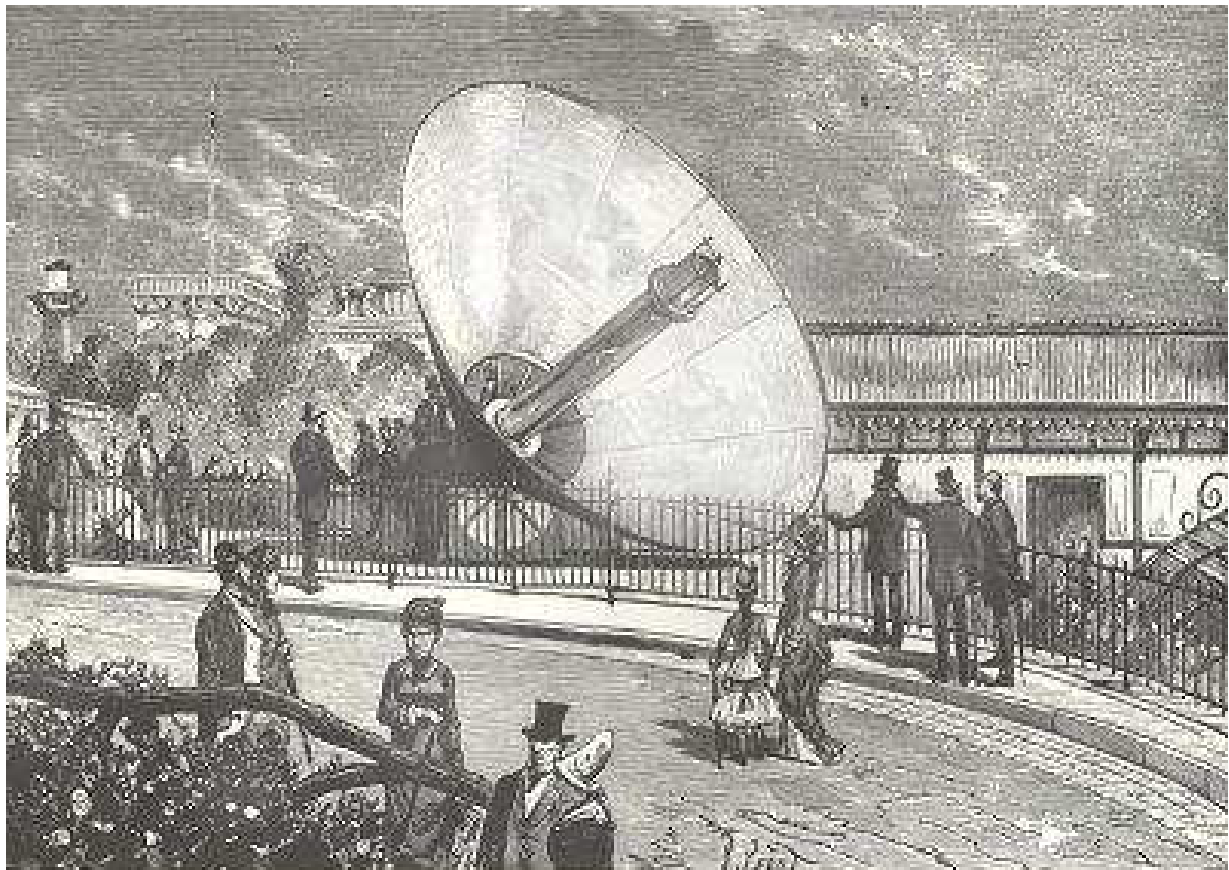
Os romanos foram os primeiros a usar vidro em suas janelas para prender a luz do sol em suas casas. Eles até promulgaram leis que penalizavam o bloqueio do acesso à luz aos vizinhos. Os romanos também foram os primeiros a construir casas de vidro ou estufas para criar condições adequadas para o crescimento de plantas ou sementes exóticas que trouxeram Roma dos confins do império. (ALMEIDA, 2005).

Dentro da história da energia solar, de uma ou de outra, a energia solar sempre esteve presente na vida do planeta sendo imprescindível para o desenvolvimento da vida. No entanto, a maneira pela qual a civilização humana explorou novas estratégias e ferramentas que sofreram uma longa evolução. (ALMEIDA, 2005).

O Sol é indispensável para a existência de vida no planeta: é responsável pelo ciclo da água, fotossíntese, etc. As primeiras civilizações já perceberam isso e à medida que as civilizações evoluíram, também desenvolveram técnicas para aproveitar sua energia.(ALMEIDA, 2005).

O aproveitamento da energia solar térmica não se restringe a aquecer água, ela pode ser utilizada em plantas de dessalinização, secagem de grãos, geração de vapor de água e produção de energia elétrica. Cada forma de aproveitamento da energia térmica está associada a um conjunto de tecnologias e à temperatura de trabalho. (FARIA, 2010).

Figura 1 – Turbina alimentada por energia solar de Mouchout em 1878 em exposição de Paris.



Fonte: (VERLAG, ? apud KUHN, 2013).

A energia solar térmica tem um lugar na história da energia solar a partir do ano 1767. Neste ano, o cientista suíço Horace Bénédict de Saussure (físico, geólogo e alpinista) inventou helietermômetro, um instrumento de poderia medir a radiação solar. O desenvolvimento posterior de sua invenção deu origem aos instrumentos atuais para medir a radiação solar. (PERLIN & BUTTI, 1980 apud BUIAR, 2015).

Horace Bénédict De Saussure em 1867, inventou o coletor solar que teria um impacto crucial na história da energia solar e no desenvolvimento de energia térmica solar de baixa temperatura. A partir de sua invenção surgiria todos os desenvolvimentos subsequentes de aquecedores de água de placas planas solares que forneceram água quente para milhões de pessoas no mundo. (PERLIN & BUTTI, 1980 apud BUIAR, 2015).

De fato, De Saussure também foi capaz de desenvolver o primeiro coletor solar. Estas eram “caixas quentes” feitas de madeira e vidro com o objetivo de captar energia solar. Seria o primeiro coletor de energia solar térmica. (PERLIN & BUTTI, 1980 apud BUIAR, 2015).

Mais recentemente, em 1865, o inventor francês Augustos Mouchout conseguiu criar a primeira máquina capaz de converter energia solar em mecânica. O mecanismo era gerar o vapor através de um coletor solar e mover um motor pela sua pressão. Em 1877, Mouchout foi contratado para instalar várias turbinas na Argélia Francesa. Infelizmente, seus altos custos impediram que sua invenção fosse usada comercialmente. (PERLIN & BUTTI, 1980 apud BUIAR, 2015).

Vários anos antes, em 1515, Leonardo Da Vinci iniciou um projeto semelhante ao de Mouchout para produzir vapor e calor industrial com radiação solar, porém o projeto ficou inacabado. (PERLIN & BUTTI, 1980 apud BUIAR, 2015).

Mouchout era um personagem importante para a sociedade francesa. Além de criar o primeiro motor a vapor solar, criou também um fogão solar que consistia de um tanque de vidro revestimento preto exposto ao sol. No lado do tanque que não foi exposta ao sol, ficava um espelho cilindro-parabólico para refletir a radiação solar. Foi até possível inventar uma impressora alimentar por energia solar, invenção essa criada por Abel Pifre.

O uso da energia solar foi negativamente afetada pelos baixos custos dos combustíveis fósseis e pelo uso de energias renováveis. O crescimento da indústria solar foi alto até meados dos anos 50. Neste momento, o custo da extração de combustíveis fósseis, como gás natural e carvão era muito baixo. Por essa razão, o uso de energia fóssil tornou-se de grande importância como fonte de energia à geração de calor, considerando a energia solar como cara e abandonada para fins industriais. (GRIMONI, 2019).

Após a Segunda Guerra Mundial, os preços dos combustíveis Carvão e Petróleo caíram, e isto proporcionou grande disponibilidade de combustível para a geração de eletricidade. Mesmo com a grande oferta de combustíveis, as tentativas de gerar energia elétrica por meio das radiações solares estavam em andamento, mas a eletricidade gerada pela radiação solar não despertava interesses devido ao fator econômico. (GRIMONI, 2019).

O abandono, para fins práticos, da energia solar durou até os anos 70. As razões econômicas colocariam a energia solar de volta em lugar de destaque na história. Mas, naqueles anos, o aumento no preço dos combustíveis fósseis a partir do petróleo e do gás natural levou a um ressurgimento do uso de energia solar para o aquecimento de casas e água, bem como para a geração de eletricidade. (GRIMONI, 2019).

Além do preço, no caso de aquecedores domésticos de gás e carvão, eles eram perigosos, uma vez que a combustão poderia gerar tóxicos, o monóxido de carbono. (GRIMONI, 2019).

O primeiro aquecedor solar de água quente foi patenteado em 1891 por Clarence Kemp.

Nesse sentido, um importante desenvolvimento foi um aquecedor solar altamente eficiente inventado por Charles Greeley Abbott em 1936. O aquecedor solar de água tornou-se popular nessa época na Flórida, na Califórnia e em outros lugares dos EUA. A Guerra do golfo de 1990 aumentou ainda mais o interesse pela energia solar como alternativa viável de petróleo. (ALMEIDA, 2005).

Figura 2 – Dois modelos centrais que utilizam tecnologia de concentradores solares para gerar energia elétrica.



Fonte: (APOSTILA AQUECIMENTO SOLAR, 2010).

Figura 3 – Estufa com chaminé solar



Fonte: (APOSTILA AQUECIMENTO SOLAR, 2010).

2.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

A energia solar no Brasil ainda é pouco explorada, mesmo com a força do nosso país para tal. Com sol praticamente o ano inteiro, o território brasileiro é um vasto campo a ser explorado. (BATISTA, 2018).

No entanto, a história oficial do Brasil com energia solar é recente. De acordo com o Ministério de Minas e Energia, o MME, apenas em 2014 que aconteceu a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada.

No ano subsequente, houve mais dois leilões, cuja ideia foi desenvolver a indústria solar no Brasil para uso e para reserva. Mas ainda assim, o país ainda carece de mais investimentos. (BATISTA, 2018).

O Ministério de Minas e Energia tem dados atualizados sobre a realidade da energia solar no país. Em 2017, o Brasil contava com 438,3 MW de potência instalada, o que correspondia a 15,7 mil instalações, sendo que o comercial tem mais participação quando o assunto é potência. Já nas residenciais, contam com mais usuários, enquanto a indústria concentra a maior potência média. (BATISTA, 2018).

Vale salientar que esses dados englobam tanto a energia solar térmica, como a energia fotovoltaica, sendo este último em sua grande maioria, o mais instalado.

Tabela 1 – Instalações solares no Brasil.

Tipo de Registro na Aneel	MW			nº de Instalações		
	2015	2016*	2017**	2015	2016*	2017**
Outorga e Registro na ANEEL	21,2	23,0	311,7	24	42	60
Distribuída (telhado)***	10,8	61,7	126,6	1.250	7.811	15.609
Total	32,0	84,7	438,3	1.274	7.853	15.669

* dados de 30/12/2016 ** dados de 09/10/2017 *** Informação das Distribuidoras

** 177,1 MW e 18.069 usuários, se consideradas todas as fontes

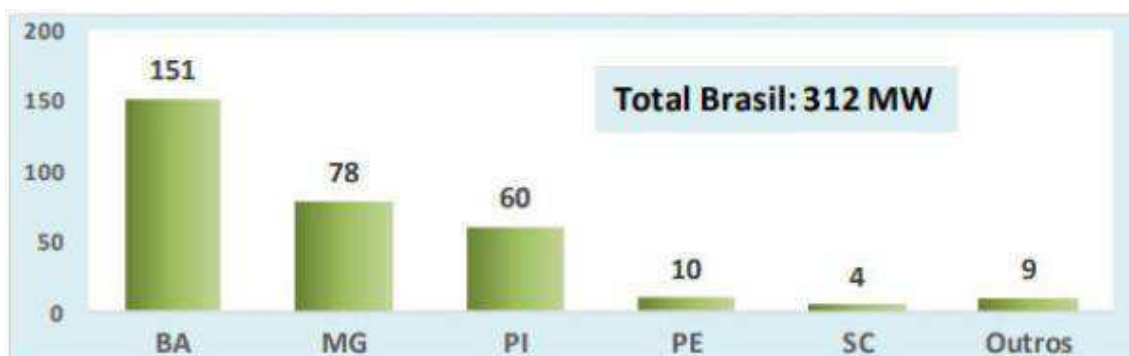
Fonte: (MME, 2017).

Segundo o MME, coletores solares para aquecimento de água indicam a existência de cerca de 13 a 14 milhões de m² instalados. Estimativas feitas mostram uma demanda evitada de energia elétrica próxima de 1300 GWh pelo uso dos coletores, o que representa 0,2% de demanda total de energia elétrica de 2016.

Já em 2050 espera-se que sejam instaladas 78 GW a potência. Já a com relação a energia solar térmica, a previsão é que 20% dos domicílios detenham coletores.(BATISTA, 2018).

Até lá, o governo segue tentando incentivar a captação de energia solar por meio de recursos fiscais para quem se habilita a captar esse tipo de energia como: Isenção de IPI, isenção de ICMS, apoio do BNDES, Plano Inova Energia e redução de impostos de importação.

Figura 4 – Potência instalada por UF até 2017.



Fonte: (MME, 2017).

3 RECURSO SOLAR

Será abordado neste Capítulo, os recursos provenientes da radiação solar, como eles são formados, as ferramentas utilizadas no auxílio e fornecimento de dados acerca da intensidade da irradiação, entre elas, o atlas solar, os instrumentos utilizados para realizar medições, a potência associada a radiação solar, como também os modelos estocásticos para modelagem.

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

Sendo a estrela mais próxima da Terra, o Sol constitui a principal fonte de energia do planeta. Para se ter uma ideia de sua proximidade da Terra, o Sol está cerca de 300 mil vezes mais perto da Terra do que a segunda estrela mais próxima. A distância média Terra-Sol ($d_{\text{média}}$) é denominada unidade astronômica (UA) e vale:

$$d_{\text{média}} = 149.597.870 \pm 2 \text{ km} = 1 \text{ UA}$$

(YAMASOE e CORRÊA, 2016).

Na maioria das aplicações, é suficiente aproximar esse valor para $1,496 \times 10^{11}$ m. Devido à órbita elíptica da Terra ao redor do Sol, a distância solar varia em aproximadamente 3%. Isto é, entre $1,471 \times 10^{11}$ m no periélio, em janeiro, e $1,521 \times 10^{11}$ m no afélio, em julho. (YAMASOE e CORRÊA, 2016).

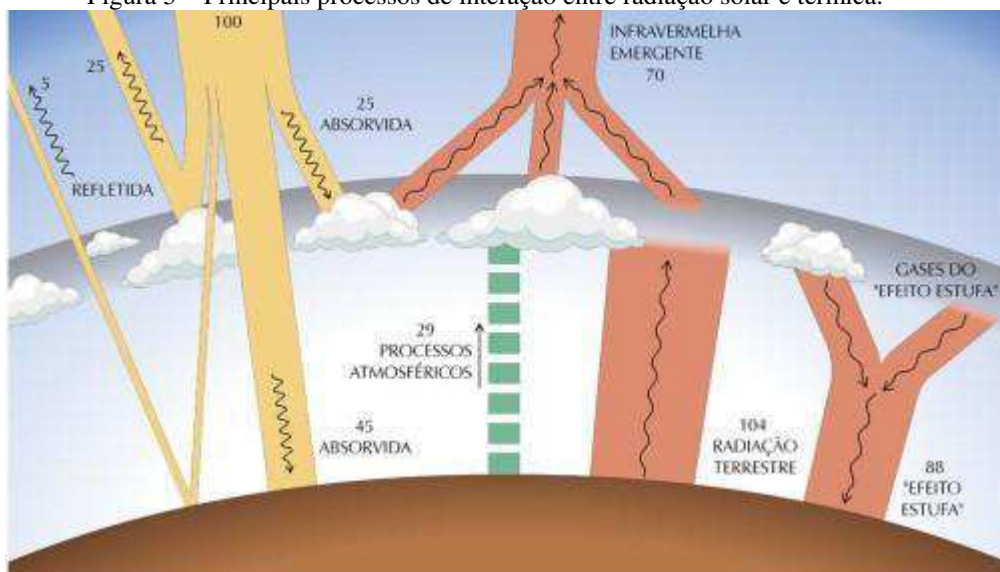
O Sol é um esferoide com raio de $69.626 (\pm 0,0007)$ km e massa da ordem de $1,9891 (\pm 0,0012) \times 10^{30}$ kg. Constitui-se basicamente de hidrogênio (75% de sua massa) e hélio, além de alguns elementos mais pesado, como ferro, silício, neônio e carbono. Sua temperatura decresce de aproximadamente 5×10^6 K em sua parte central de 5.780 K na superfície. Sua densidade diminui rapidamente com o aumento da distância ao centro, passando de cerca de 150 g/cm^3 na parte central a 10^{-7} g/cm^3 na superfície. Em média, a densidade é de aproximadamente $1,4 \text{ g/cm}^3$.

A fonte de energia solar está associada à fusão termonuclear de átomos de hidrogênio para hélio, que acontece no interior do Sol. Esse processo de fusão envolve quatro átomos de hidrogênio que se “transformam” em átomos de hélio. Como a massa dos átomos de hidrogênio é maior do que a do átomo de hélio, essa diferença de massa é convertida em energia (dada pela famosa equação $E=mc^2$). Nesse processo, são emitidos fótons altamente energéticos, de forma que a transferência de energia da parte mais interna até a superfície é realizada basicamente por meio da radiação eletromagnética. (YAMASOE e CORRÊA, 2016).

Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar é atenuada por processos físicos de espalhamento e absorção com os constituintes atmosféricos e superfície do planeta. As nuvens, os gases, partículas atmosféricas e a superfície refletem cerca de 30% da radiação incidente no topo da atmosfera. Os 70% restantes são absorvidos produzindo aquecimento do sistema e causando evaporação (calor latente) ou convecção (calor sensível). (PEREIRA *et al.*, 2006).

A energia absorvida pelo sistema Terra-Atmosfera é reemitida na faixa do infravermelho do espectro de radiação eletromagnética – 4 a 100 μ m – sendo que 6% é proveniente da superfície e 64% tem origem em nuvens e constituintes atmosféricos. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Figura 5 – Principais processos de interação entre radiação solar e térmica.



Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2006).

3.1.1 RADIAÇÃO SOLAR E O ESPECTRO ELETROMAGNÉTICO

Todo corpo com temperatura maior que o zero absoluto (0K) emite radiação em diferentes comprimentos de onda. Define-se como radiação a emissão ou propagação de energia na forma de onda eletromagnética. Essa energia é transferida por meio de unidades discretas denominadas quanta ou fótons. A energia (Q) de fótons está relacionada com seu comprimento de onda (λ) ou a sua frequência de oscilação (ν) por:

$$Q = \frac{hc}{\lambda} = h\nu \quad (3.1)$$

em que h é a constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34}$ J.s), e c, a velocidade da luz ($2,998 \times 10^8$ m.s⁻¹ no vácuo), sendo Q expresso em Joules (J) (o Sistema Internacional, SI, é utilizado para indicar as unidades das grandezas radiométricas, exceto nas definições de grandezas espectrais).(PEREIRA *et al.*, 2006).

O Sol emite energia em praticamente todo o conjunto de espectro eletromagnético. No entanto, a Commission Internationale de l'Éclairage (CIE) considera como radiação óptica a radiação eletromagnética entre as regiões de transição dos raios X ($\lambda = 1$ nm) e das ondas de rádio ($\lambda = 1$ mm) (as unidades de comprimento de onda comumente utilizadas são o nanômetro, em que $1 \text{ nm} = 10^{-9}$, e o micrômetro, em que $1 \mu\text{m} = 10^{-6}$ m ; em Astrofísica, também se utiliza o ângstron, sendo $1 \text{ \AA} = 10^{-10}$ m). A luz, ou *radiação visível*, é a denominação dada para a radiação percebida pelos seres humanos. O termo luz muitas vezes é usado para radiação em outros comprimentos de onda, o que não é recomendado pelo CIE. Sendo assim, a luz, ou radiação visível, é definida como qualquer radiação capaz de causar diretamente uma sensação visual. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Não existem limites precisos para o intervalo espectral da radiação visível, uma vez que dependem da potência radiante que atinge a retina e também da sensibilidade do observador. Geralmente, o limite inferior do intervalo está entre os comprimentos de onda de 360 nm e 400 nm, e o limite superior, entre 760 nm e 830 nm.(PEREIRA *et al.*, 2006).

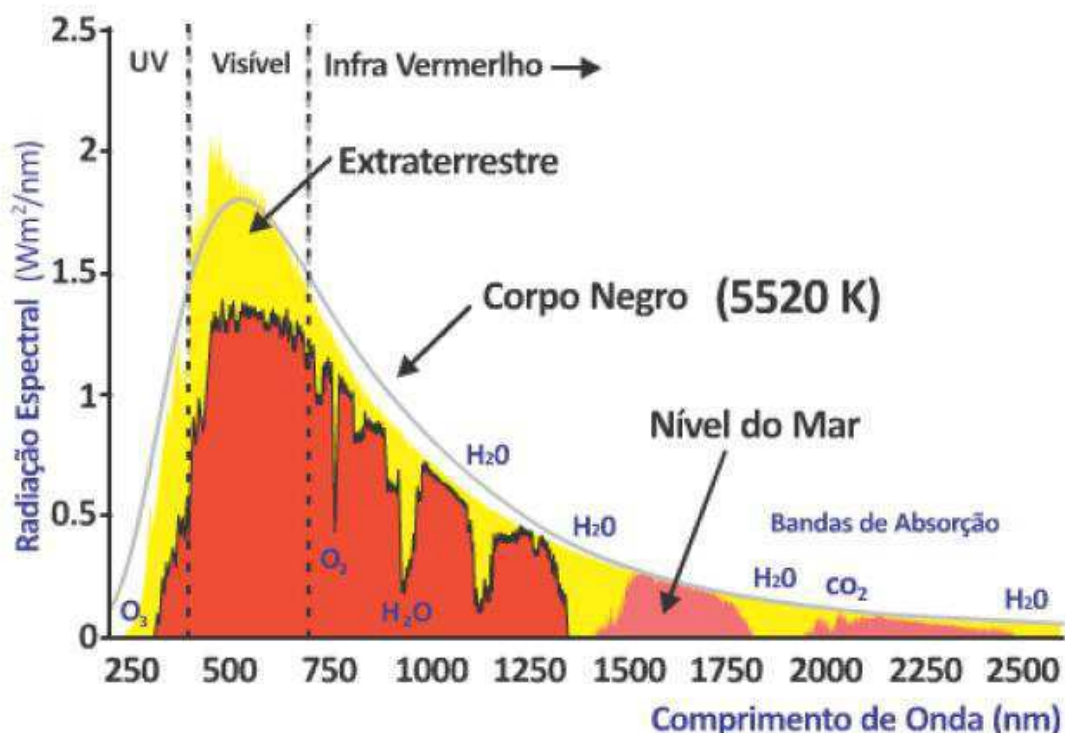
Apesar de o Sol emitir radiação em quase todos os comprimentos de onda, a radiação solar consiste basicamente em radiações ultravioleta, visível e

infravermelho próximo. Apenas cerca de 1% dessa radiação é formada por raios X, raios γ , infravermelho, micro-ondas e ondas de rádio. (PEREIRA *et al.*, 2006).

A radiação solar está confinada majoritariamente na região espectral $\lambda < 4 \mu\text{m}$ e é, por esse motivo, denominada radiação de onda curta. Já a radiação emitida denominada radiação de onda longa. Já a radiação emitida por corpos terrestres, como a superfície e a atmosfera, compreende predominantemente a região espectral $\lambda \geq 4 \mu\text{m}$ e é chamada de radiação de onda longa térmica.

A radiação solar pode ser modelada com precisão satisfatória ao considerar o Sol como um sendo um corpo negro que emite uma temperatura de 5.860 K. No topo da atmosfera terrestre o espectro solar é bem definido, dado a temperatura do corpo (Lei de Stefan-Boltzmann) e a distância Terra-Sol (atenuação segundo a lei do inverso do quadrado da distância). O valor da radiação solar extraterrestre é aproximadamente, 1.366 W/m^2 a uma distância Terra-Sol igual a 1 UA (Unidade Astronômica). (TIBA *et al.*, 2012). (apud AZEVEDO, 2013).

Figura 6 – Espectro Solar Extraterrestre representado em amarelo e Terrestre representado em vermelho.



Fonte: (TIBA *et al.*, 2012 apud AZEVEDO, 2013).

Da Figura 6, observa-se que a região do ultravioleta (UV) e infravermelho próximo (IV_{prox}) há grande absorção de ozônio (O_3) e absorção de vapor d'água e CO_2 nas regiões do infravermelho (IV) e infravermelho próximo (IV_{prox}). (AZEVEDO, 2013).

É importante comentar sobre importantes fenômenos físicos que ocorrem nos processos radiativos que são importantes para o melhor entendimento sobre a geração de energia solar, podemos citar dentre os processos relevantes: irradiância, radiância, absortância, refletância e transmitância.

- Irradiância : Quando em um determinado ponto de uma superfície, representa o quociente entre o fluxo de radiação incidente sobre um elemento de superfície que contém um ponto e a área de elemento de superfície, a unidade é o W/m^2 .
- Radiância: Em uma dada direção em dado ponto da superfície real ou imaginária, representa uma medida de quantidade de radiação recebida por um ponto ou emitida por uma fonte pontual em determinada direção, ou seja, o quociente entre a intensidade de radiação em um certo elemento de superfície e dada direção e a área de projeção ortogonal desse elemento de superfície em um plano perpendicular a direção tratada, a unidade é $Wm^{-2}sr^{-1}$.
- Absortância: fração da radiação incidente que foi absorvida, ou de outra maneira, como a razão entre a quantidade absorvida e o total de energia que incide sobre um volume de matéria para um dado comprimento de onda.
- Refletância: razão entre as radiações refletida e incidente.
- Transmitância: razão entre a radiação transmitida, o que se refere a componentes diretas e difusas somadas, e a radiação incidente.

(YAMASOE e CORRÊA, 2016).

3.2 ATLAS SOLAR BRASILEIRO

Um dos fatores que limitam investimentos em empreendimentos solares é a falta de dados adequados e confiáveis. O atlas preenche parte dessa lacuna,

apresentando informações de qualidade sobre as áreas com bom potencial solar no território nacional e suas principais características, tais como: estimativas de radiação, dados climatológicos, densidade de potência, etc.

O atlas do potencial solar brasileiro constitui-se, assim, em um instrumento indicativo fundamental para que se possa pré-avaliar os recursos solares para geração de energia elétrica, sua principal finalidade, podendo também ser fonte de consulta para pesquisas acadêmicas e científicas, além de outras possíveis aplicações que utilizem dados solares.

A Figura 7, retirada do Atlas Brasileiro de Energia Solar mostra a média anual total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro, no período que compreendeu de 1995 até 2005. O mapa tem a resolução espacial de 10x10 km. Segundo Enio Pereira et al. (2006), apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se observar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo o país. O valor máximo de irradiação global- 6,5 kWh/m² - ocorre no norte do Piauí. Essa área apresenta um clima semiárido com baixa precipitação ao longo do ano (aproximadamente 300 mm/ano) e a média anual de cobertura de nuvens mais baixa do Brasil. A menor irradiação solar global – 4,25kWh- ocorre no litoral de Santa Catarina, caracterizada pela ocorrência de precipitações bem distribuídas ao longo do ano. Os valores de irradiação solar incidente em qualquer região do território brasileiro (1500 a 2500 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900 a 1250 kWh/m²), França (900 a 1650 kWh/m²) e Espanha 1200 a 1850 kWh/m²), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados.

Figura 7–Mapa solarimétrico.



Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2006).

3.2.1 ESTIMATIVAS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

Para estimar o fluxo de radiação solar na superfície, os modelos utilizam que simulam esses processos físicos na atmosfera. As parametrizações baseiam-se em dados coletados em superfície ou por satélites que permitem inferir as propriedades óticas de atmosfera e, portanto a contribuição de cada processo radiativo na transmitância atmosférica total da radiação solar. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Tais modelos podem ser classificados em estatísticos e físicos. Os modelos de radiação incidente na superfície e condições atmosféricas locais e, geralmente,

apresentam validade restrita á região uma vez que solucionam a equação de transferência radiativa que descreve matematicamente os processos físicos que ocorrem na atmosfera. A principal dificuldade da aplicação de modelos físicos reside de aplicação reside na obtenção dos dados necessários para a parametrização das interações entre a radiação solar e os constituintes atmosféricos. Entre esses dados pode-se citar a cobertura de nuvens e o perfil dos constituintes atmosféricos como aerossóis, vapor d'água, ozônio e outros gases atmosféricos. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Várias técnicas foram desenvolvidas para obtenção da solução exata da equação de transferência radiativa. Dentre elas pode-se citar os métodos que utilizam harmônicos esféricos, ordenadas discretas, técnica de Monte Carlo e diferenças finitas. Estas técnicas necessitam um tempo computacional elevado, inviabilizando seu uso operacional. Como alternativa, foram desenvolvidos métodos aproximados que demandam um tempo computacional muito menor e possibilitam a obtenção de estimativas confiáveis de irradiação solar para utilização operacional e rotineira.

O modelo BRASIL-SR é um modelo físico para a obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície que combina a utilização da aproximação de “Dois-Filtros” na solução da equação de transferência radiativa. A obtenção da estimativa da radiação solar incidente na superfície é dividida em três etapas: tratamento dos dados climatológicos e das imagens de satélite; solução da equação de transferência radiativa utilizando a aproximação de “Dois-Fluxos”; e cálculo de cada uma das componentes do fluxo de radiação solar (global, direta e difusa). (PEREIRA *et al.*, 2006).

A primeira etapa tem como objetivo preparar os dados de entrada necessários para alimentar o modelo. A base de dados necessária para tal é constituída de 6 variáveis: temperatura do ar, albedo de superfície, umidade relativa, visibilidade atmosférica, cobertura efetiva de nuvens e elevação de superfície.

Nas duas etapas seguintes, o modelo assume três hipóteses básicas:

- A cobertura de nuvens é o principal fator de modulação de transmitância atmosférica de modo que o modelo BRASIL-SR utiliza valores climatológicos das variáveis atmosféricas para estimar as demais propriedades óticas da atmosfera;

- O fluxo de radiação solar no topo da atmosfera está linearmente distribuído entre as duas condições atmosféricas extremas: céu claro e céu completamente encoberto;
- O modelo assume, também, a existência de uma relação linear entre o fluxo de radiação solar global na superfície e o fluxo de radiação refletida no topo da atmosfera.

Dessa forma, o fluxo de radiação solar global incidente na superfície, Φ_g , pode ser obtido a partir de:

$$\Phi_g = \Phi_0 \{ (\tau_{\text{clear}} - \tau_{\text{cloud}})(1 - C_{\text{eff}}) + \tau_{\text{cloud}} \}, \quad (3.2)$$

Onde Φ_0 é a radiação incidente no topo da atmosfera, τ_{clear} e τ_{cloud} são as transmitâncias atmosféricas em condições de céu claro e completamente nublado, respectivamente, e C_{eff} é a cobertura de nuvens dada pelas imagens de satélite:

$$C_{\text{eff}} = \frac{L - L_{\text{clear}}}{L_{\text{cloud}} - L_{\text{clear}}} \quad (3.3)$$

A leitura instantânea para um pixel de imagem do satélite está representada por L e os índices “*clear*” e “*cloud*” referem-se à leitura em condições de céu claro e de céu encoberto por nuvens, respectivamente. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Dessa forma, a determinação do fluxo de radiação solar global incidente na superfície pode ser estimada a partir de duas componentes independentes: a primeira componente corresponde à condição de céu claro, τ_{clear} e a segunda refere-se a condição de céu totalmente encoberto, τ_{cloud} . A natureza estocástica do fluxo de radiação solar em qualquer condição de nebulosidade é avaliada através do coeficiente de cobertura de nuvens, C_{eff} . A componente τ_{cloud} é função do ângulo zenital solar, da espessura ótica e de propriedades óticas das nuvens. As duas componentes podem ser estimadas a partir de parametrização dos processos físicos bem conhecidos que ocorrem na atmosfera utilizando dados climatológicos. Para determinação de transmitância τ_{clear} e τ_{cloud} , o modelo utiliza 135 intervalos espectrais na faixa de radiação de ondas curtas (0 - 4 μ m) e adota 30 camadas atmosféricas na solução da equação de transferência radiativa. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Esse processo de linearização da radiação solar através da medida da cobertura efetiva de nuvens C_{eff} apresenta grande vantagem de eliminar os efeitos da degradação natural que sempre ocorre nos radiômetros dos satélites que, de outra forma, poderiam levar informações errôneas na análise e comparação de resultados de um ano para outro ou de um satélite para outro.

A irradiação solar difusa é determinada a partir da subtração da componente direta horizontal do total de irradiação solar incidente na superfície. A irradiação direta horizontal (DNI) é estimada assumindo que a absorção da radiação solar pelas nuvens não é significativa e que a contribuição do espalhamento da radiação solar causado pelas nuvens pode ser adicionada à transmitância atmosférica em condições de céu claro. Dessa forma, a componente direta da irradiação solar é estimada com o uso da expressão abaixo:

$$\text{DNI} = \Phi_0 \cdot \tau_{\text{atm-dir}} \cdot \tau_{\text{cloud-dir}}, \quad (3.4)$$

Onde $\tau_{\text{cloud-dir}}$ representa a transmitância das nuvens e $\tau_{\text{atm-dir}}$ é a transmitância de céu claro para a componente direta da irradiação solar. A transmitância $\tau_{\text{cloud-dir}}$ é estimada a partir do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens utilizando a seguinte aproximação:

$$\tau_{\text{cloud-dir}} = \frac{(1 - \tau_c)}{(\beta - \tau_c)} \quad (3.5)$$

onde :

$$\begin{cases} \tau_c = (CCI + 0,05) & \text{se } CCI < 0,95 \\ \tau_c = 1,0 & \text{se } CCI > 0,95 \end{cases}$$

A transmitância $\tau_{\text{atm-dir}}$ refere-se aos processos radiativos envolvendo aerossóis e gases atmosféricos em condição de céu claro. Essa transferência radiativa utilizando a aproximação de “Dois-Fluxos”.

A espessura de cada camada atmosférica e os perfis atmosféricos de temperatura e da concentração dos gases atmosféricos (CO_2 , O_2 , etc.) são estabelecidos para a atmosfera-padrão selecionada em função da temperatura do ar na superfície(dado de entrada). Segundo Enio Pereira *et al.* (2006), para a

modelagem do vapor d'água, o modelo adota a parametrização de água precipitável descrita por Leckner. O modelo utiliza o perfil continental de aerossóis atmosféricos, descrito por McClatchey para altitudes de 0 a 50 km, corrigido nos primeiros 5 km de altitude com base em valores climatológicos de visibilidade. (PEREIRA et al., 2006).

Com relação à modelagem das nuvens, o modelo BRASIL-SR assume que:(a) a microfísica de nuvens é representada pela distribuição de tamanhos de gotículas do tipo de nuvem presente; (b) as nuvens atenuam totalmente radiação direta proveniente do Sol e (c) as nuvens são vertical e horizontalmente homogêneas. Para o apresentado por Enio Pereira *et al.* (2006) , foi adotado que toda cobertura de nuvens é formada por um único tipo de nuvens -Altostratus- com base das nuvens em 500 mb e uniformemente distribuídas em 2 camadas atmosféricas. Estudos anteriores mostraram que as nuvens Altostratus são do tipo de nuvem espessa mais frequente nas áreas continentais situadas no intervalo de latitudes em que o Brasil se localiza. O modelo utiliza a parametrização de Stephens para determinar o coeficiente de extinção total e o conteúdo total de água líquida na nuvem. A espessura ótica das nuvens em cada uma das camadas atmosféricas em que estão presentes é determinada assumindo que o conteúdo total de água presente na nuvem está isotropicamente distribuído. (PEREIRA *et al.*, 2006).

Outras estimativas que compõem o BRASIL-SR é responsável pela caracterização e confecção mapas solarimétricos, porém esse artigo não entrará em detalhes maiores , que pode ser encontrado em PEREIRA *et al.* (2006), no entanto, é importante analisar a base que os fundamenta.

Uma questão importante para estimar a radiação solar incidente um determinado local é o conhecimento da posição solar. Segundo MORIN *et al.*(2012), dois ângulos especificam a posição do Sol em um dado local, são eles: o ângulo de elevação do Sol(α_s) e o azimute solar (γ_s). (apud AZEVEDO, 2013).

Segundo DUFFIE e BECKMAN (1991),o ângulo de elevação do solar (α_s), ou altitude solar, é o ângulo formado entre o plano horizontal e a linha do Sol, podendo variar de 0° (horizonte) a 90° (zênite). É o complementar do ângulo zenital; O azimute solar (γ_s), por sua vez, é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o eixo Norte-Sul. Este ângulo é contado a partir

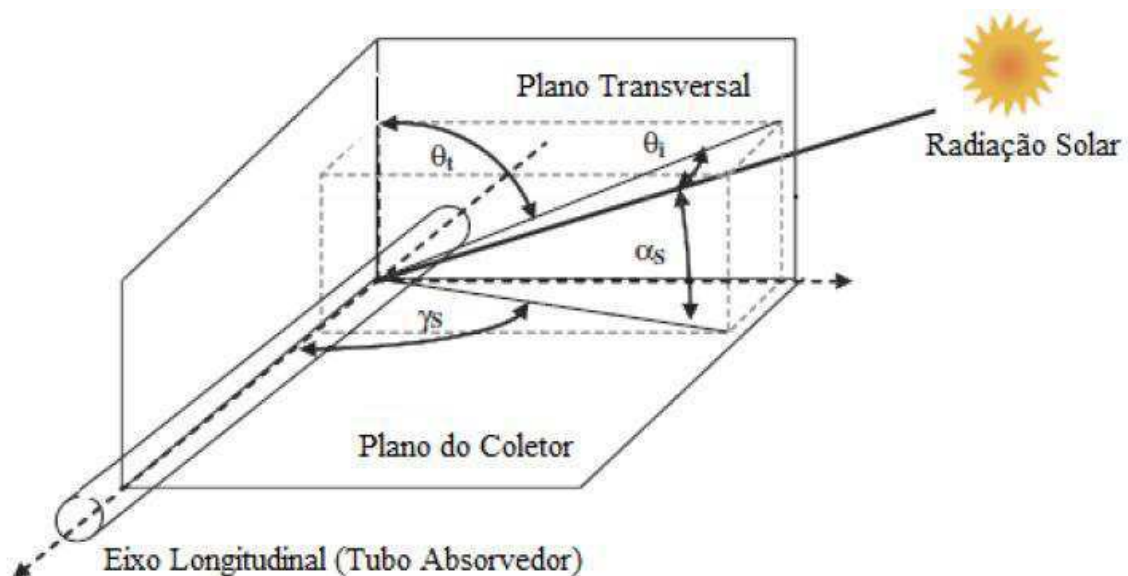
do Sul e assume valores de 0° no Sul, -90° a Oeste, e $+90^\circ$ a Leste. (apud AZEVEDO, 2013).

Os Ângulos α_s e γ_s são fundamentais para definir o ângulo de incidência da radiação solar (θ), que representa o ângulo entre a radiação solar direta na superfície e o plano normal a esta superfície, na qual a projeção no plano resulta nos ângulos de incidência longitudinal (θ_l) e transversal (θ_t), como mostra a Figura 8.

O ângulo de incidência da radiação do Sol muda ao longo do dia (assim como também ao longo do ano) e está relacionado ao desempenho dos coletores solares. (AZEVEDO, 2013). Segundo KALOGIROU (2009), a partir de seu conhecimento é possível realizar um projeto com correta orientação dos coletores solares, e também sua localização, evitando a ocorrência de sombreamento e conseguindo melhores ganhos. (apud AZEVEDO, 2013).

O ângulo de incidência no plano transversal (θ_t) e o ângulo de incidência longitudinal (θ_l) são dados pela equação 3.1 e 3.2, respectivamente.

Figura 8– Definição dos ângulos usados nos cálculos ópticos.



Fonte : (Adaptado: MORIN, *et al.*, 2012 apud AZEVEDO, 2013).

$$\theta_t = \arctan \left[\frac{|\sin(\gamma_s)|}{\tan(\alpha_s)} \right] \quad (3.6)$$

$$\theta_i = \arcsin[\cos(\gamma_s)\cos(\alpha_s)] \quad (3.7)$$

Vale ressaltar que as equações 3.1 e 3.2 somente são validas com coletores alinhados na posição vertical com eixo paralelo a direção Norte-Sul.

4 TECNOLOGIA PARA PRODUÇÃO SOLAR TÉRMICA

Será abordado neste capítulo as principais tecnologias que compõe a produção de energia solar térmica, assim como também a classificação quanto a família de CSP utilizada.

4.1 INTRODUÇÃO

Durante este ano, o Sol jogará quatro mil vezes mais energia na Terra do que iremos consumir, esta energia poderia ser usada diretamente ou convertida em outras formas úteis, como por exemplo, em eletricidade.

Não seria racional não tentar tirar proveito se utilizando de todos os meios tecnicamente possíveis. Esta fonte de energia gratuita, limpa e inesgotável, que definitivamente pode nos libertar da dependência do petróleo ou outras alternativas inseguras ou, simplesmente poluentes.

É necessário, no entanto, ressaltar que existem alguns problemas que devemos enfrentar e superar. Além das dificuldades que uma política avançada de energia solar implica por si só, devemos ter em mente que esta energia esta sujeita a contínuas flutuações e variações mais ou menos abruptas. Então, por exemplo, a radiação solar é mais baixa no inverno, exatamente quando mais precisamos. A energia solar é tão livre quanto outras fontes de energia, estão lá para que possamos pegar, porém aproveitá-la demanda recursos, e principalmente a energia solar, que embora venha diminuindo consideravelmente seu custo, ainda sim gera ônus considerável.

Em específico, a energia solar térmica se utiliza de sistemas de aproveitamento térmico, coletores CSP (Concentrated Solar Power) são utilizados e satisfazem numerosas necessidades, como por exemplo, consumo de água quente doméstico e industrial, assim como produção de energia elétrica através de parques solares. Para cada aplicação são utilizadas coletores que absorvem

diferentes quantidades de calor, alterando assim a temperatura com que cada uma opera, como será explicado como mais detalhes adiante.

4.2 APROVEITAMENTO DA RADIAÇÃO SOLAR

Uma opção que vem crescendo em importância nos últimos anos é o uso da energia solar para geração elétrica (RITCHER et al., 2009; MCCRONE *et al.*, 2011; THE WORLD BANK GEF, 2006). Além da primeira opção que são as células fotovoltaicas, a qual a energia é convertida diretamente em eletricidades, surge como segunda opção a energia solar térmica é usada em uma planta solar concentradora (CSP) para produzir calor de alta temperatura, o qual então é convertido em eletricidade através de uma turbina a vapor e um gerador. (apud PENAFIEL, 2011).

Segundo Vieira et al. (2018), atualmente existem 94 sistemas em operação no mundo totalizando uma potência instalada de 5.206 MW. A Espanha e os Estados Unidos respondem por 77,8 % desse total com capacidade de 2.304 MW (44,26 %) e 1745 MW (33,52%), respectivamente, liderando o ranking mundial de plantas em operação, sobretudo, porque, em ambos os países, foram estabelecidas políticas de incentivo que impulsionaram a aplicação da tecnologia CSP.

A tecnologia de cilindro parabólico (será detalhada mais adiante sobre CP) é a mais utilizada, até o momento, por apresentar maior maturidade e menor custo de potência instalada.

Nos últimos anos, porém, os projetos relativos à implantação da tecnologia de Torre Central (será detalhada mais adiante sobre TC) vêm crescendo. De acordo com o SolarPACES, atualmente, os projetos em planejamento correspondem percentualmente, em termos de potência a ser instalada, em 60,32 % do tipo torre, 33,35% do tipo Coletor Parabólico (CP) e 6,23% do tipo linear Fresnel.

O sistema elétrico brasileiro é no geral, um sistema “hidrotérmico”, no qual as usinas térmicas são, sobretudo usados para complementar a geração de fontes hídricas, aumentando a capacidade do sistema (LUCENA, 2010). Dessa forma pode-se dizer que o sistema de usinas térmicas serve como uma margem de

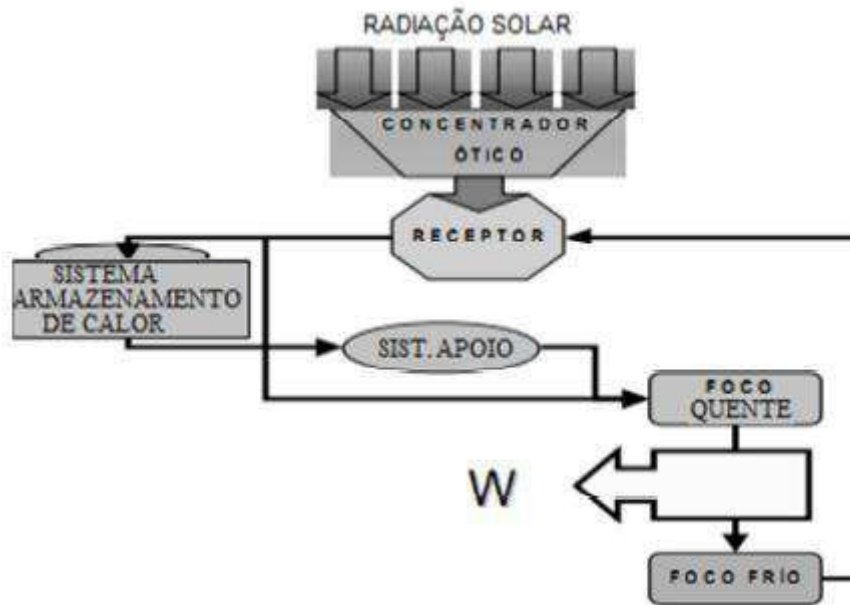
segurança para evitar eventuais déficits no suprimento de energia em condições críticas hidrológicas. (apud PENAFIEL, 2011).

Cabe, então, analisar outro tipo de tecnologia termoelétrica como as Usinas de Concentração Solar (CSP), que podem contribuir para a minimização do uso de combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira, além de diversificar as fontes e aumentar a segurança no suprimento e diminuindo assim as emissões de efeito estufa. (PENAFIEL, 2011).

4.3 TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR CSP

As usinas termelétricas heliotérmicas, ou de concentração solar (CSP), usam a irradiação solar direta normal (DNI) para o aquecimento de um fluido que posteriormente passa por uma etapa de turbina, tanto diretamente usando uma configuração de um só circuito primário, quanto indiretamente através de trocadores de calor usando a configuração circuito primário-secundário. Após as etapas combinadas propriamente solares (coletor com concentrador ótico e receptor solar), o esquema de uma planta tem muitas similaridades com as termelétricas convencionais, que usam ciclos termodinâmicos conhecidos (Rankine, Bryton e Stirling), baseados na conversão mecânica de calor em trabalho, e posteriormente, em energia elétrica, usando um gerador eletromecânico.

Figura 9 – Esquema geral do processo CSP.



Fonte: (ROMERO, 2002), traduzido do espanhol. (apud PENAFIEL, 2011).

No diagrama da Figura 9, adicionalmente se inseriram laços de hibridização e armazenamento de calor, que eventualmente podem servir para gerar eletricidade quando a intensidade da irradiação atenua ou é nula. A CSP descrita pode gerar a conclusão de simplicidade da técnica, porém não é se comparado a complexidade real que exige a concentração. (ROMERO, 2002).

4.3.1 PORQUÊ CONCENTRAÇÃO SOLAR?

A irradiação solar tem elevada qualidade termodinâmica, devido aos resultados dos processos que acontecem na superfície solar a uma temperatura equivalente á do corpo negro, visto desde a atmosfera de 5.777 K (ROMERO, 2011). Em uma usina CSP é fundamental que haja qualidade da radiação solar (potência por unidade de área), expressa em termos de exergia, magnitude que significa o total de energia incidente que pode ser converter em trabalho mecânico num processo perfeitamente reversível (ROMERO; BROOKS *et al.*, 2006).

A irradiação solar é uma fonte térmica de elevada temperatura e exergia em sua origem (superfície solar), a utilização da mesma nas condições na qual chega à superfície terrestre elimina praticamente todo o potencial para converter em

trabalho devido à drástica diminuição da temperatura no fluxo de irradiação (ROMERO, 2002). Devido a isso, são utilizadas as tecnologias óticas para concentração solar, o que permite chegar a maiores densidades de fluxo de irradiação solar e assim a temperaturas mais altas. (ROMERO, 2002).

4.3.2 CONCENTRADORES E RECEPTORES

Por definição, um coletor solar é um trocador de calor que capta a irradiação solar e a transforma em calor, e posteriormente transferido a um fluido de transferência de calor (KALOGIROU, 2009). Os coletores podem ser classificados em dois tipos: não concentradores e concentradores, sendo que a distinção entre as mesmas está na relação entre a superfície de captação do fluxo solar e a superfície de transferência de calor ao fluido (óleo, água, sais e etc.). Pode-se citar como exemplo de coletor não concentrador o de placa plana, usado para aquecimento de água. (apud PENAFIEL, 2011).

4.3.3 FAMÍLIA DE TECNOLOGIA CSP

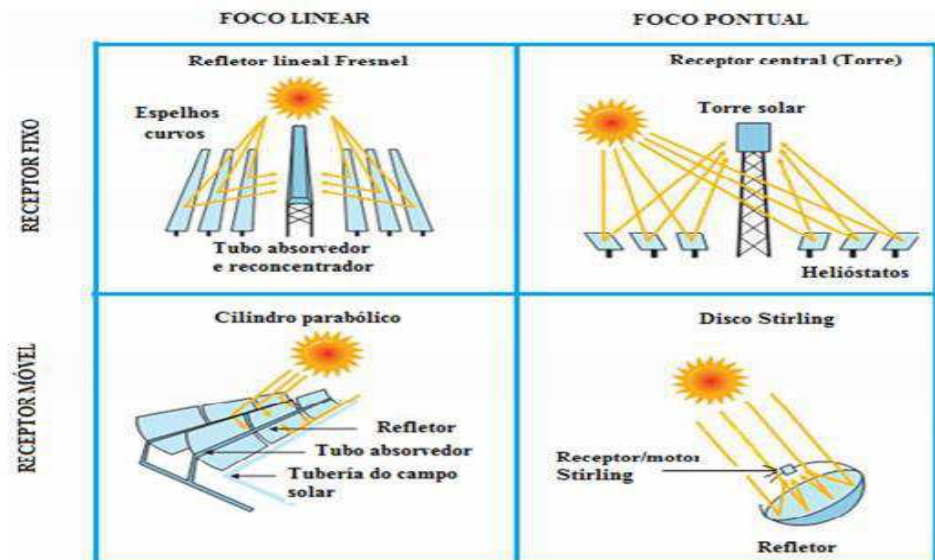
A família CSP, é atualmente formada por quatro tecnologias, que podem ser classificados segundo tipo de foco e receptor (IEA, 2010) como é mostrado na Figura 10. (apud PENAFIEL, 2011).

Os receptores são classificados como fixo e móveis. Os receptores fixos são dispositivos estacionários cuja posição é independente do movimento dos coletores. Neste tipo de receptor é mais fácil o transporte do fluido de transferência de calor a altas temperaturas até o bloco de potência pela proximidade entre os dois pontos, do que nos sistemas com receptores móveis. Os receptores móveis se deslocam conjuntamente com o sistema coletor ao longo do dia e permite coletar maior quantidade de irradiação.(PENAFIEL, 2011).

Os focos são classificados como lineares e pontuais. O foco linear implica no coletor seguir o sol ao longo do dia usando um único eixo de torção no plano horizontal, focando desta maneira a irradiação sobre a linha. O foco pontual é conseguido pelo acompanhamento do sol por parte do coletor usando dois eixos de rotação, refletindo assim a irradiação incidente sobre um ponto, onde é instalado o

receptor. Geralmente, os sistemas com focos pontuais, atingem temperaturas mais elevadas. (PENAFIEL, 2011).

Figura 10– Famílias de Tecnologias CSP.



Fonte : (IEA, 2010), traduzido do inglês e adaptado pelo autor(apud PENAFIEL, 2011).

4.3.3.1 CONCENTRADOR DE CALHA PARABÓLICA

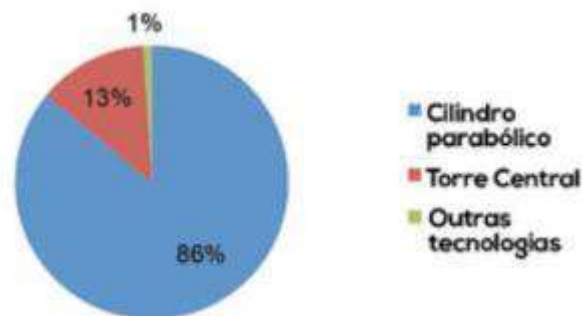
Formado por uma série de espelhos curvos em cada anel parabólico que são usados para concentrar luz solar em tubos receptores termicamente eficientes colocados na linha focal da calha através da qual óleo é aquecido até 400 °C pelos raios concentrados. Muitas das linhas paralelas desses coletores solares são alinhadas de norte a sul, através do campo solar. O óleo transfere o calor dos tubos coletores para trocadores de calor, onde a água é pré-aquecida, evaporada e depois superaquecida. O vapor superaquecido opera uma turbina, que aciona um gerador para produzir eletricidade e água retorna aos trocadores de calor após serem resfriados e condensados. Com a luz solar concentrada de 70-100 vezes, as temperaturas de operação alcançadas estão na faixa de 350° a 500°. A eficiência elétrica anual solar é estimada em 15% e uma alternativa para a integração solar de calha parabólica em usina de turbina a vapor e gerando no campo solar a chamada tecnologia de geração a vapor direta. (UMMADISINGU e SONI, 2011).

4.3.3.2 CONCENTRADOR DE TORRE CENTRAL

Nas usinas de energia solar térmica, os raios solares incidentes são conduzidos a grandes coletores espelhados chamados de heliostatos. Este concentra o fluxo de energia no receptor que é montado no topo de uma torre e pra onde a energia é transferida a um fluido térmico a altas temperaturas, superiores a 1500 °C, para ser usado na geração subsequente como no caso das calhas parabólicas. O fluxo solar médio que afeta o receptor possui valores entre 200 e 1000 kW por metro quadrado, o que facilita o trabalho em alta temperatura.(UMMADISINGU e SONI, 2011).

O heliostatos representam sozinho o maior investimento de capital em planta receptora central, a capacidade da usina de torre solar está entre 10 MW e 200 MW, com eficiência solar elétrica anual na faixa de 20% a 35%.(UMMADISINGU e SONI, 2011).

Figura 11– Distribuição de CSP.



Fonte: (Renováveis, 2006).

4.3.3.3 DISCOS SOLARES

Como mencionado anteriormente, o refletor parabólico é um ponto focal de forma que coletor segue o sol em dois eixos, concentrando energia solar em um receptor localizado no ponto focal do disco. O fluido ou gás no receptor é aquecido a cerca de 750 °C quando o feixe focalizado é focalizado no receptor. Junto ao receptor é uma unidade de motor ou turbina a gás que é usada para converter a energia armazenada no fluido ou gás em energia elétrica. As capacidades das plantas parabólicas estão na faixa de 0,01 a 0,4

(WUMMADISINGU e SONI, 2011). A eficiência elétrica solar anual, segundo Muller-Steinhagen e Triebestá entre 25 e 30%, a eficiência óptica do disco é consideravelmente maior que a dos sistemas de calha ou torre, devido a um baixo ângulo de incidência frequente.(apud WUMMADISINGU e SONI, 2011).

Numa comparação de Lovegrove *et. al*, os pratos mostraram potencial solar de conversão elétrica 50% mais eficiente do que as usinas de torre e 100% superior a de calhas parabólicas numa base equivalente. Sistemas de Calhas parabólicas e Torre central, possui uma geração de energia do ciclo de Rankine no nível de 10 MWe, sugerindo que ambos apresentam bom desempenho econômico.(apud WUMMADISINGU e SONI, 2011). Uma característica única dos discos, é que o solo completamente nivelado não é um requisito, ao contrário dos outros sistemas.(WUMMADISINGU e SONI, 2011).

4.3.3.4 LENTES FRESNEL

A função de uma lente Fresnel é refratar os raios e focaliza-los em um ponto focal. um Refletor Linear Fresnel (LFR) consiste em uma matriz de seguimentos lineares de espelhos, se comportando como uma lente Fresnel, que concentra a luz em um receptor montado em uma torre linear. O LFR pode ser imaginado como um desmembramento do refletor parabólico de calha, embora não sendo nesse formato.

Esta modificação reduz a eficiência da calha que é compensado sob forma de custos reduzidos de capital, visto a simplicidade do design dos espelhos flexíveis e receptores dobrados.

A capacidade relatada da usina LFR é entre 10-200 MW e a taxa anual de eficiência solar elétrica situa-se entre 8% e 10%

4.3.3.5 COMPARAÇÃO DAS TECNOLOGIAS CSP

Um estudo comparativo das várias tecnologias CSP discutidas estão na Tabela, os aspectos de operação, manutenção e custos são comparadas.

Calha parabólica e Torre solar (receptor central) são adequadas para capacidades de geração na faixa entre 10 MW e 200 MW, já Fresnel apresenta valores típicos entre 1MW a 200 MW. O sistema de discos parabólicos são mais

adequados para uma menor capacidade de geração, entre 0,01 MW e 0,4 MW. Calha parabólica e Fresnel mostram fatores de concentração intermediárias, na faixa de 25 a 200 enquanto para de sistemas de discos parabólicos tem a maior fator de concentração, de 1000 a 4000. A eficiência de conversão das calhas parabólicas e Fresnel é menor se comparado aos 15% a 30% e 20% a 30% estimados para Torre central e disco parabólico respectivamente.

Embora o sistema parabólico tenha uma alta eficiência, os custos de operação e de manutenção são mais altos, em contraste ao Fresnel que se apresenta como os custos mais baixos. O uso da terra é de 8 m² a 12 m² para MW gerados por hora no ano em Torre solar e discos parabólicos, números que superam calha e Fresnel, que são de 6 m² a 8 m² e 4 m² a 6 m² respectivamente. (UMMADISINGU e SONI, 2011).

4.3.4 ARMAZENAMENTO DE CALOR

De acordo com ARVIZU *et al.* (2011), esta tecnologia de se baseia em um sistema de tanques trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado. Porém, o armazenamento de calor representa custos de capital maiores, por outro lado, assegura o incremento de capacidade da planta (apud PENAFIEL, 2011). É muito importante a análise da relação entre os custos de capital adicional por armazenamento de calor e a produção anual de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado de energia LCOE. Outro interesse é análise da quantidade adicional de eletricidade gerada conforme a capacidade de armazenamento incrementa.

Com a evolução da tecnologia CSP, de acordo com NEREL *et al.* (2010a) e ARVIZU *et al.* (2011), devido a orientação para operação com temperaturas maiores com o objetivo de aumentar a eficiência, foram desenvolvidos fluidos de transferência de calor a base de misturas de óxido *blphenyl-dlphenyl*, normalmente comercializado pelo nome *Terminol VP-1* e *Dowtherm-A*. (apud PENAFIEL, 2011). Esses fluidos precisam de tanques pressurizados. Fato que encarece o sistema e aumenta a dificuldade para manufatura dos tanques para o tamanho requerido.

Posteriormente, foram desenvolvidos sistemas de armazenamento de calor com sais fundidos, mistura de 60% de NaNO₃ e 40% KNO₃ conforme

VIEBAHN *et al.* (2008) e FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*(2010). O projeto *Archimede* (planta ISCC) na Itália, operando desde 2010, de 5MWe, é a primeira planta de cilindro parabólico no uso de sais fundidos como fluido de transferência de calor além de usá-los como meio de armazenamento de calor num sistema direto de dois tanques (NREL, 2011a). Essa planta é unicamente demonstrativa. (apud PENAFIEL, 2011).

Conforme NEREL (2010a), o uso de sais fundidos tanto no campo solar, quanto no sistema de armazenamento térmico, elimina a necessidade do uso de trocadores de calor e diminuindo assim os custos da planta. No entanto, os sais fundidos congelam-se a temperaturas relativamente altas, de 120 a 220 °C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais (penalidade energética) para evitar que isso aconteça no interior da tubulação ao longo da noite (apud, PENAFIEL, 2011).

O óleo sintético para fluido de transferência de calor mais comumente usado no campo solar (NREL, 2011b), enquanto os sais fundidos cada vez são mais usados como meio de armazenamento em sistemas indiretos de armazenamento de calor de dois tanques, como acontece em plantas operando na Espanha segundo afirmação de ARVIZU *et al.*(2011).(apud PENAFIEL, 2011).

O limite superior de temperatura dos sais fundidos, ainda hoje em pesquisa, é 600 °C, temperatura que permitirá a operação de turbinas de vapor supercríticas ou inclusive ciclos combinados (ISCC5) (ARVIZU *et al.*, 2011). A usina “*Solana Generating Station*” de 280 MWe, no Arizona - Estados Unidos, planejada para entrar em operação só em 2013, antecipa ser a maior do mundo. Ela foi projetada para 6 horas de armazenamento de calor usando sais fundidos num sistema de armazenamento de calor indireto. (apud PENAFIEL, 2011).

O dimensionamento de um sistema de armazenamento de calor pode ser dividido em três tipos (DGS, 2005): 1) armazenamento de curto prazo, com capacidade de algumas horas, para atendimento das flutuações diárias; 2) armazenamento com capacidade de alguns dias; e, 3) ou sazonal.

Segundo (DGS, 2005), a melhor opção de arranjo de armazenamento de calor é usando dois tanques, um a baixa temperatura e outro a alta temperatura. Em momentos de excesso de calor, parte do calor é transferida para um meio de armazenamento de calor (sal fundido, óleo, concreto, etc.), por um trocador de calor. Após, aquecesse o fluido do tanque mais frio e se dirige ao tanque mais

quente. Em momentos de baixa irradiação, períodos nublados ou mesmo a noite, o fluido quente do tanque de armazenamento pode ser reenviado ao trocador de calor, para desta vez transferir calor ao sistema de geração de trabalho.

O esboço de um sistema solar de geração de energia elétrica com dois tanques reservatórios para armazenamento de calor é apresentado na Figura 12. (apud PENAFIEL, 2011).

De acordo com IEA (2010), quanto ao dimensionamento da planta, para um mesmo tamanho de campo solar, a proporção entre o campo, os tanques de armazenamento e a turbina do bloco de potência podem mudar em função da aplicação e do regime de operação que se desejar chegar (PENAFIEL, 2011).

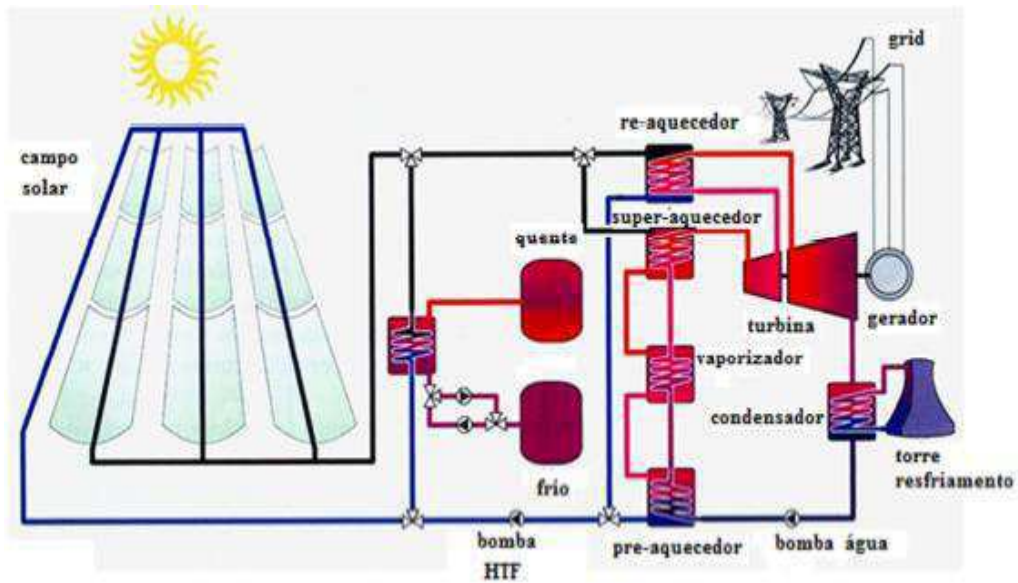
A partir de um campo solar pré-definido e para uma mesma produção de eletricidade, a IEA (2010) apresenta quatro plantas hipotéticas. Na primeira (Figura 13), supondo uma baixa capacidade de armazenamento e uma turbina de 250 MW, a planta teria a capacidade de gerar eletricidade aproximadamente das 8:00 horas as 19:00 horas. Este tipo de usina é chamado pela IEA (2010) como planta de carga intermediária. (PENAFIEL, 2011).

Uma segunda planta, com reservatório de médio porte e a mesma turbina de 250 MW, poderia deslocar sua geração de eletricidade para horários da tarde e da noite, acumulando energia no tanque durante as primeiras horas de sol do dia para a energia das 12:00 horas as 23:00 horas, como mostra a Figura 14.

Para operação na base, requeria uma grande capacidade de armazenamento, e uma turbina de menor porte (no exemplo, 120 MW, menos da metade das anteriores). Nesta configuração, a planta operaria 24 horas por dia, conforme visualizado na Figura 15.

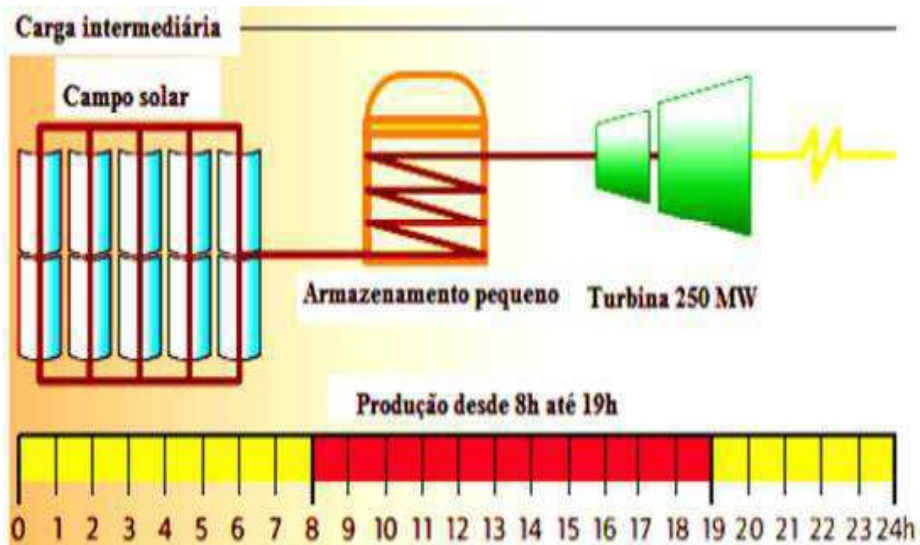
Também com o mesmo grande reservatório, porém com uma turbina de maior capacidade, de 620 MW, a planta seria capaz de produzir uma grande quantidade de energia em curto espaço de tempo e unindo o calor absorvido com o armazenado no tanque, a geração de eletricidade seria das 11:00 horas as 15:00 horas, conforme Figura 16.

Figura 12– Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento de calor.



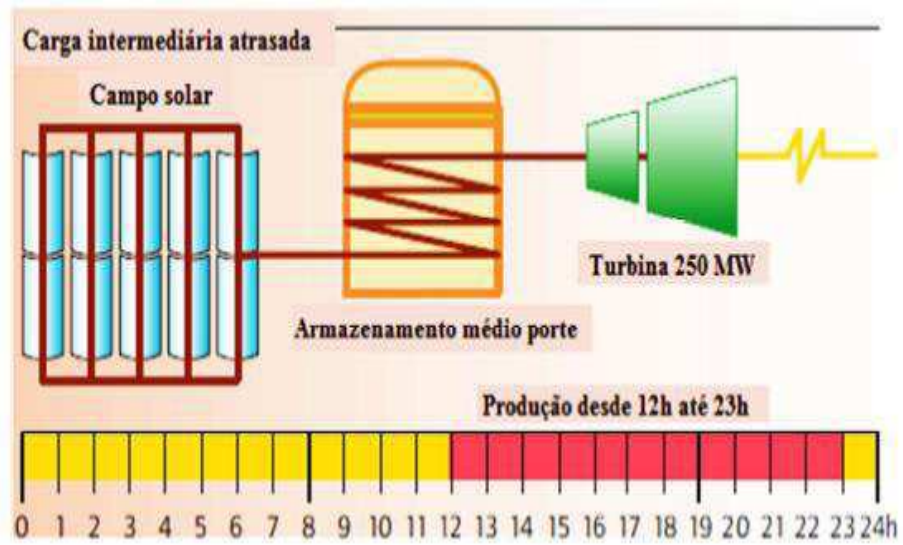
Fonte: (DGS, 2005 apud PENAFIEL,2011).

Figura 13 – Planta solar para operação em carga intermediária.



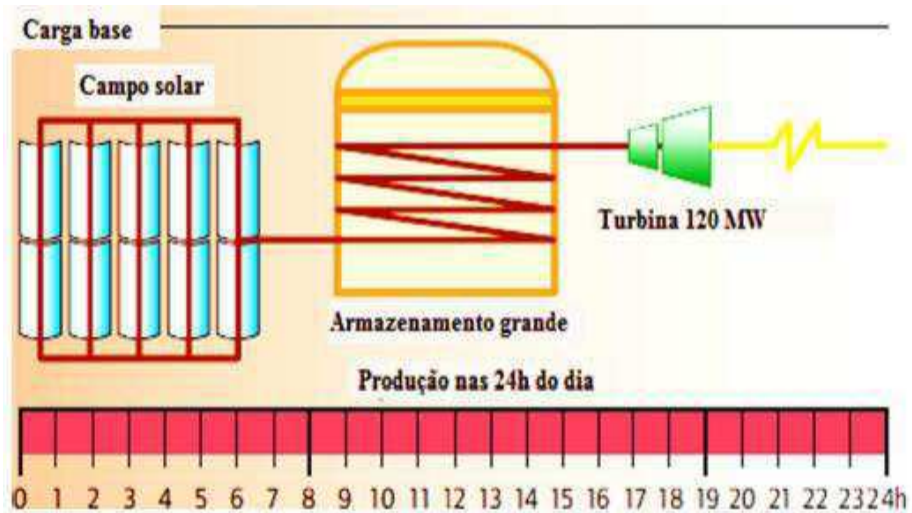
Fonte: (IEA, 2010 apud PENAFIEL ,2011).

Figura 14– Planta solar para operação em carga intermediária atrasada.



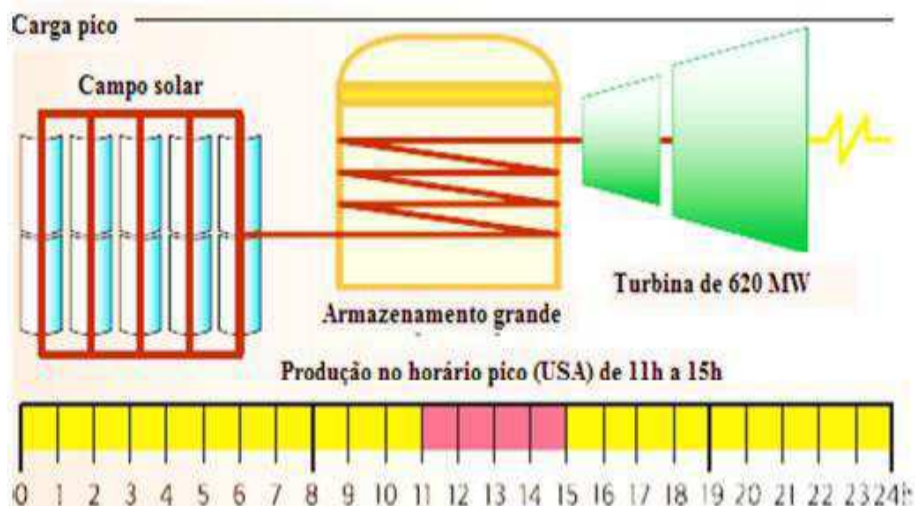
Fonte: (IEA, 2010 apud PENAFIEL, 2011).

Figura 15– Planta solar para operação na base.



Fonte: (IEA, 2010 apud PENAFIEL, 2011).

Figura 16– Planta solar para operação no pico.



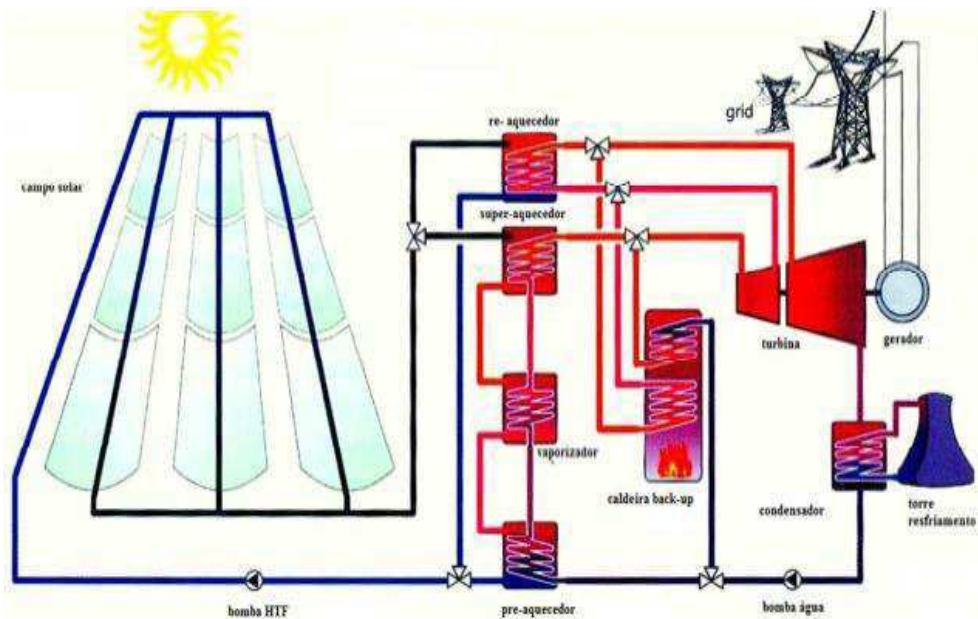
Fonte: (IEA, 2010 apud PENAFIEL, 2011).

4.3.5 HIBRIDIZAÇÃO

Outra configuração de arranjo é o mostrado na Figura 17, ao invés de um sistema de armazenamento de calor, há uma caldeira auxiliar para complementar o calor gerado nos coletores. Geralmente, a caldeira se utiliza de combustível fóssil (gás natural é o mais frequente), entretanto nada impede, conforme citado por DGS (2005), que seja utilizada uma caldeira capaz de operar com biomassa ou hidrogênio, evitando assim emissões adicionais de CO₂. (apud PENAFIEL, 2011).

É ainda possível um sistema que contenha tanto o sistema auxiliar com caldeira quanto o armazenamento de calor (DGS, 2005). Conforme MONTES *et al.*(2011), há várias maneiras de compor um sistema híbrido solar, como por exemplo, é analisada a possibilidade de um sistema integrado solar ciclo combinado (ISCC), onde o vapor seria gerado diretamente no campo solar de cilindro parabólico e após sendo associado ao ciclo de vapor do ciclo combinado (apud PENAFIEL, 2011).

Figura 17: Sistema solar de geração híbrido.



Fonte: (DGS 2005 apud PENAFIEL,2011).

Tabela 2 – Comparação de parâmetros técnicos, comerciais, econômicos das 4 tecnologias CSP.

	Unidade	Tecnologia CSP				
		Lineal Fresnel	Cilindro Parabólico	Receptor Central	Disco Parabólico	
Parâmetros técnicos	Potência típica por usina	MWe	1-200	10-200	10-200	0,01-0,40
	Temperatura de operação	°C	50-300	50-400 (típico 390°C)	300-2.000 (típico 565°C)	150-1.500 (típico 750°C)
	Eficiência pico	%		20	23	29,4
	Eficiência neta anual	%	8-10	11-16	15-30	20-30
	Fator de concentração	vezes	25-200	80-200	300-1.000	1.000-4.000
	Potência instalada até 2010	MWe	8,4	943	38	1,5
Parâmetros comerciais	Estado comercial		Protótipos-demonstração	Disponível comercialmente	Demonstração	Protótipos-demonstração
	Maturidade tecnológica		Madura	Muito madura	Mais recente	Recente
	Risco tecnológico		Médio	Baixo	Médio	Alto
	Armazenamento de eletricidade		Limitado	Limitado	Sim	Baterias
	Desenhos híbridos		Sim	Sim	Sim	Sim
	Demanda de área		Médio	Grande	Médio	Pequeno
	Custo relativo		Muito baixo	Baixo	Alto	Muito alto
Parâmetros econômicos	Custo por potência instalada: CAC=com armazenamento de calor; SAC= sem armazenamento de calor; GDV= geração direta de vapor.	USD/W	3,0 (S.A.C)	3,82 - 8,40 (S.A.C.) ; 6,65 - 10,50 (C.A.C., 6h); 2,30 (GDV)	4,0 (S.A.C.); mais de 4,0 (C.A.C.)	12,57 (S.A.C.)
	Custo de O&M	cent. USD/kWhe	...	1,2-2	3,4	21

Fonte: (Baseado em(PUROHIT, I.;PURUHIT, P.,2010; NIXON *et al.*,2010; FERNÁNDEZ-GARCIA *et al.*, 2010; BARLEV *et al.*,2011; LODI, 2011; LOVEGROVE *et al.*, 2011; VIEBAHN *et al.*, 2008 ARVIZU *et al.*, 2011). (apud PENAFIEL, 2011). Recopilação e elaboração(PENAFIEL, 2011).

4.4 MODELO ÓPTICO E TÉRMICO DA USINA SOLAR

Segundo BROESAMILE *et al.*(2001), a energia elétrica gerada por uma usina solar de coletores parabólicos, de 80 MW, tipo SEGS, pode ser determinada através de uma função que considera a energia térmica gerada pela usina, a eficiência nominal do ciclo de potência, o comportamento parcial das cargas e o consumo elétrico parasitário no campo solar, assim como também no bloco de potência da usina.(AZEVEDO, 2013).

Segundo MORIN *et al.* (2012), a determinação da energia térmica gerada no campo solar de uma usina de coletores parabólicos podem ser feita da diferença de energia total e as perdas térmicas, como mostra a Equação 4.1:

$$Q_{\text{field}} = Q_{\text{inc}} - Q_{\text{loss}} \quad (4.1)$$

Onde:

Q_{field} : Energia térmica gerada no campo solar;

Q_{inc} : Energia total absorvida;

Q_{loss} : Fator que representa as perdas térmicas;

A energia total absorvida no campo solar (Q_{inc}), é calculada por:

$$Q_{\text{inc}} = \eta_{\text{opt},0} \cdot \eta_{\text{shadow}} \cdot \eta_{\text{endloss}} \cdot K \cdot Cl \cdot x_{\text{field}} \cdot \text{DNI} \cdot A_{\text{SF}} \quad (4.2)$$

Onde:

$\eta_{\text{opt},0}$: Eficiência óptica máxima do coletor;

η_{shadow} : Perdas por sombreamento do coletor;

η_{endloss} : Perdas na extremidade do coletor;

K : Perdas devido ao modificador do Ângulo de incidência;

Cl : Relativo a limpeza dos espelhos;

x_{field} : Disponibilidade do campo solar;

DNI : Radiação solar direta normal (*Direct Normal Irradiation*);

A_{SF} : Área total de abertura do coletor no campo solar;

A eficiência óptica (η_{opt}) representa as perdas ópticas existentes nos coletores solares. As quais são provenientes da reflexão, transmissão e absorção não ideal da radiação solar. Segundo RICHTS (2012), essa eficiência pode ser considerada como uma constante do sistema em sua modelagem, podendo ser expressa por um valor máximo:

$$\eta_{opt} = \varepsilon_T \cdot \vartheta \cdot \mu \cdot \rho_m \cdot \sigma_T \cdot \tau = 0,7329 \quad (4.3)$$

Onde:

ε_T : Perdas relativas à reflexão dos espelhos, pois uma vez que nem toda a radiação solar é absorvida. ($\varepsilon_T=0,93$);

ϑ : Fator de sujeira na superfície dos espelhos. (0,98);

μ : Perdas relativas à transmitância dos espelhos, onde sua cobertura absorve uma parcela da radiação solar incidente. ($\mu=0,99$);

ρ_m : Fator de interceptação relacionada com a fabricação do espelho;

σ_T : Fator de transmitância que envolve o tubo absorvedor, devido ao tubo de vidro que protege o tubo absorvedor. ($\sigma_T=0,95$);

τ : Coeficiente de absorção do tubo absorvedor, devido à parcela de radiação que é refletida pelo tubo. ($\sigma_T=0,95$).

Diferentes valores para a eficiência máxima do coletor solar são encontradas em várias literaturas. De acordo com PATNODE (2006), a eficiência óptica máxima do coletor pode ser utilizando a constante $\eta_{opt} = 0,7133$. Para GARCIA *et al.* (2011) a eficiência pode ser $\eta_{opt} = 0,8100$. Para SHENCK e ECK (2012), o valor é $\eta_{opt} = 0,7330$. (apud AZEVEDO, 2013).

As perdas relacionadas ao sombreamento (η_{shadow}) ocorrem em períodos de elevação solar apresenta valores baixos, causando a ocorrência de sombreamento dos coletores solares conforme mostrada na Figura 18. Este efeito diminui o desempenho dos coletores, uma vez que diminui a radiação solar. (AZEVEDO, 2013).

Figura 18 – Perdas relacionadas ao sombreamento de coletores.



Fonte: (PATNODE, 2006 apud AZEVEDO, 2013)

A consequência do baixo ângulo de elevação do sol no início da manhã e do vespertino, causa sombreamento nas colunas subsequentes localizadas a Oeste. Como o movimento do sol, o efeito do sombreamento nas colunas decresce até atingir o ângulo zenital crítico, onde não ocorre sombreamento. Até o meio dia todos os coletores não possui sombreamento.

Para MORIN *et al*, (2012), o valor das perdas relacionadas com o sombreamento está em um intervalo compreendido de zero (colunas completamente sombreadas) a um (quando as colunas não estão sombreadas), podendo ser obtido por:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{shadow}} &= RW \cos(\theta_t), \text{ para } 0 \leq RW < 1 \\ \eta_{\text{shadow}} &= 1, \text{ para } RW \cos(\theta_t) \geq 1; \\ \eta_{\text{shadow}} &= 0, \text{ para } RW \cos(\theta_t) < 0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

Onde:

RW: distância entre as colunas, sendo definida em função da abertura do coletor solar (RW= 3m);
 θ_t = ângulo de incidência transversal.

As perdas nas extremidades do coletor (η_{endloss}) compreende a fração da luz solar que é refletida pelo coletor de tal forma que não ilumina certo comprimento do tubo absorvedor. Tais perdas são dadas em função do comprimento do foco do coletor ($I_{\text{focal}} = 1,71 \text{ m}$), do comprimento do coletor ($I_{\text{coll}} = 150\text{m}$) e do ângulo de incidência longitudinal (θ_i).

$$\eta_{\text{endloss}} = 1 - \frac{l_{\text{focal}} \tan(\theta_i)}{l_{\text{coll}}} \quad (4.5)$$

As perdas que relacionam o modificador do Ângulo de incidência (K), consideram a distorção na imagem refletida pela incidência não perpendicular da radiação. Segundo MORIN *et al.*(2012), o modificador do ângulo de incidência é dado por:

$$K = \cos(\theta_i) - 0.00025 \cdot \theta_i - 0.0000286 \cdot \theta_i^2 \quad (4.6)$$

Onde:

θ_i : ângulo de incidência longitudinal.

(apud AZEVEDO, 2013).

Segundo PATNODE (2006), é pertinente distinguir as perdas que existe na radiação solar disponível devido ao ângulo de incidência das correções (empírica) de absorção e reflexão correlacionadas ao ângulo de incidência. Dessa forma, é necessário dividir o modificador do ângulo de incidência definido por Dudley pelo cosseno do ângulo de incidência, como mostram as equações:

$$K' = \frac{K}{\cos(\theta)} \quad (4.7)$$

$$K' = 1 + 0,000525 \frac{\theta_i}{\cos(\theta)} - 0,0000286 \frac{\theta_i^2}{\cos(\theta)} \quad (4.8)$$

(apud AZEVEDO, 2013).

O modelo para definir as perdas térmicas (Q_{loss}) é derivado da proposta por DUDLEY (1994):

$$Q_{\text{loss}} = [(b_1 \Delta T + b_2 \Delta T^2) + q_{\text{pipeloss}}] \cdot A_{\text{SF}} \quad (4.9)$$

Onde:

b_1, b_2 : Coeficientes de um coletor *EuroTroughII* ($b_1 = 0 \text{ W/m}^2\text{K}$ e $b_2 = 0,00047 \text{ W/m}^2\text{K}^2$);

q_{pipelos} : Perdas térmicas adicionais existentes nas tubulações do campo solar;

A diferença entre as temperaturas médias do fluídos no campo solar e a temperatura ambiente (ΔT), pode ser determinada pela expressão:

$$\Delta T = \frac{T_{f,\text{in}} + T_{f,\text{out}}}{2} - T_{\text{amb}} \quad (4.10)$$

Onde:

$T_{f,\text{in}}$: temperatura do fluido na entrada do campo solar;

$T_{f,\text{out}}$: temperatura do fluido na saída do campo solar;

T_{amb} : temperatura ambiente.

Segundo BROESAMLE *et al.*(2001), uma vez sido modelada a geração de energia térmica no campo solar da usina, o cálculo de produção de eletricidade (P_{net}) pode ser determinado por:

$$P_{\text{net}} = Q_{\text{field}} \cdot \eta_{\text{nom}} \cdot \left[\frac{Q_{\text{field}}}{Q_{\text{field,nom}}} \right]^k - P_{\text{Par,SF}} - P_{\text{Par,PB}} \quad (4.11)$$

Onde:

Q_{field} : Energia térmica gerada no campo solar;

η_{nom} : Eficiência nominal do ciclo de potência

$Q_{\text{field,nom}}$: Energia térmica nominal do campo solar;

k : Descreve o comportamento parcial das cargas no ciclo de potência;

$P_{\text{Par,SF}}$: Representa o consumo elétrico parasitário do campo solar;

$P_{\text{Par,PB}}$: Consumo elétrico parasitário do ciclo de potência.

(apud AZEVEDO, 2013).

5 ASPECTOS ECONÔMICOS DA TECNOLOGIA CSP

5.1 CUSTO NORMALIZADO DE ENERGIA (LCOE)

De acordo com Tower CSP Tchnology-State of heart and Market overview (2014), o principal critério econômico para a construção de uma planta CSP, é pelo seu custo normalizado de energia, do temo em inglês Levelized Cost of Eletricity (LCOE) ou também Levelized Eletricity Cost (LEC). O LCOE analisa o custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida útil do projeto, levando em conta seu investimento inicial (CAPEX), custos de manutenção e operação (OPEX) e demais custos associados a juros sobre quaisquer empréstimos. Este fator não reflete o preço de venda ao consumidor, devido à não incluir pagamentos de impostos ou lucro determinado pelo desenvolvedor, mas apenas o custo relacionado à tecnologia envolvida, independente desses fatores e não varia com o tempo. (apud CASTRO, 2016).

Segundo IRENA (2015), ao contrário de outros sistemas de geração elétrica, plantas CSP apresentam maior parte dos gastos na fase inicial de investimento. O estudo dos investimentos iniciais necessários influencia diretamente na credibilidade do custo real da tecnologia, incentivando políticas de investimento em recursos renováveis. (apud CASTRO, 2016).

Existe diversos parâmetros de custo a serem avaliados, dessa forma, também existe vários modelos para o cálculo do LCOE. Levando em consideração que não apenas os parâmetros técnicos são intrínsecos a o projeto, mas como impostos e financiamentos também são variáveis importantes. Como exemplo simplificado. O modelo proposto pela IEA:

$$LCOE = \frac{Inv.FCR+O\&M}{E_{el}} \quad (5.1)$$

$$FCR = \frac{i.(i+1)^n}{(i+1)^n-1} \quad (5.2)$$

Onde:

Inv: custo de investimento;

FCR: despesa fixa sobre juros e financiamento;

O&M: custo anual de operação, manutenção e seguros;

E_{el} : rendimento anual de eletricidade;

i : taxa de juros;

n : período de amortização;

LCOE: custo normalizado de energia.

Para esse modelo é considerado 100% de financiamento e a depreciação é determinada pelo tempo de operação considerando anuidade para cálculos. Os impostos são aqui desconsiderados e o crescimento da inflação e dos custos durante a construção e também para os critérios de operação e manutenção.

5.1.1 CUSTO DE INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX)

Conforme SULLYOK (2014), usinas geradoras que se utilizam de combustíveis fósseis como fonte de energia, apresentam custos relativos à sua matriz energética ao longo do seu tempo de operação, diferente de plantas CSP, onde cerca de 80 % do LCOE está na fase inicial e os demais custos destinados para operação e manutenção ou seguros.

Os principais gastos iniciais são:

- Heliostatos;
- Sistema receptor;
- Torre (em sistemas de torre central);
- Armazenamento térmico.

Com um grande peso sobre o valor de uma planta LCOE de uma planta CSP, o custo de investimento inicial pode variar consideravelmente dependendo do tipo de tecnologia empregada, se possui armazenamento ou não, incentivos fiscais e mão de obra local. Esse custo inclui todos os equipamentos, materiais, mão de obra, desenvolvimento do projeto e construção. (apud CASTRO, 2016).

Segundo IRENA (2015), plantas PTC que não possuem armazenamento e que não pertence à OECD (Organization for Economic Cooperation and

Development), atingiram custos menores que países pertencentes com custo de capital entre USD 3500 e USD 7300/kW. O custo de plantas PTC e torre solar com armazenamento térmico de 4 a 8 horas é tipicamente entre USD 6800 e USD 12800/kW, segundo dados disponíveis. (apud CASTRO, 2016).

Segundo a IEA, um acréscimo na eficiência de 15% a 25% permite uma redução de 20 % no custo geral de investimento e na próxima década estima-se uma redução de 30% a 40%, conforme a Figura 19.

Figura 19 – Comparação e projeção de custo de capital entre uma planta heliotérmica sem armazenamento e com armazenamento de 6 horas.



Fonte: (IEA, 2014c).

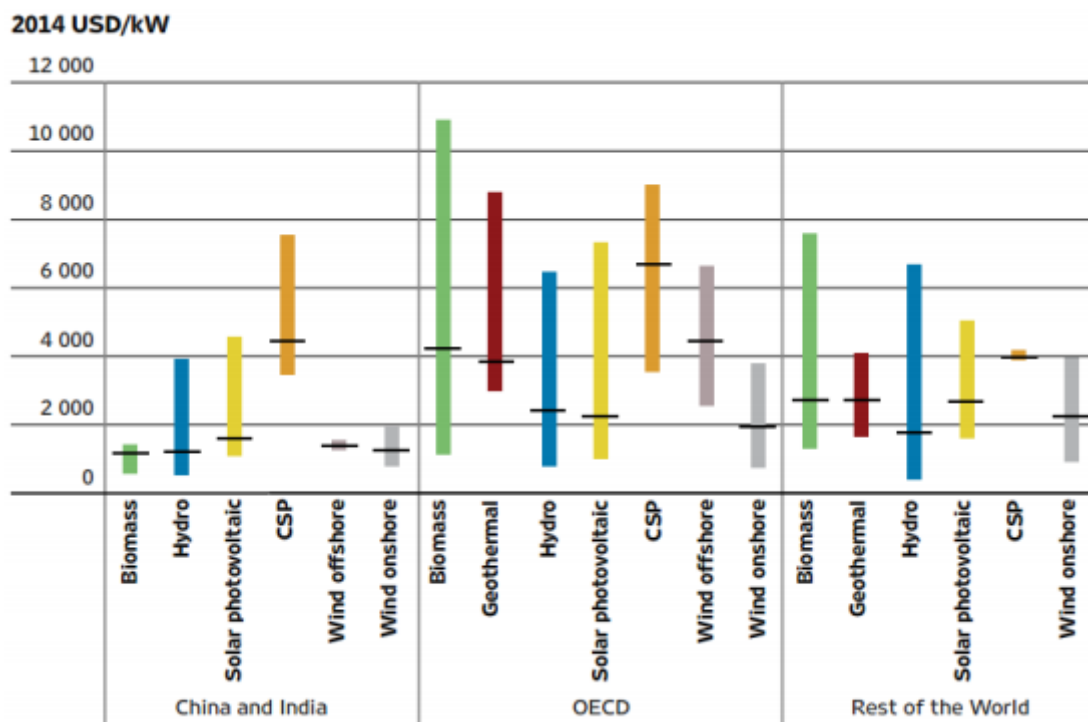
5.1.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)

De acordo com IRENA (2015), não existem dados disponíveis no domínio público referente a operação e manutenção de CSP. Esse custo está intimamente ligado a localização e do tipo de mão de obra especializada. No entanto, um detalhamento foi feito para as primeira plantas feitas SEGS (Electricity Generating System) e o custo de O&M foi estimado em USD 0,04/ kWh. (apud CASTRO, 2016).

Estudos feitos estudos feitos por TURCHI (2010) e FOCHTNER (2010) estimam custos de O&M por volta de USD 0,03/kWh para a tecnologia de PTC e torre solar com 100 MW. (CASTRO, 2016). Segundo IRENA (2015), de maneira geral, dada a experiência recente e os resultados de melhora nos procedimentos de O&M, para longo prazo pode ser alcançável custos de O&M de USD 0,025/kWh ou menos, aos países que pertençam a OECD. É importante ressaltar que o seguro da planta pode representar um custo anual que varia de 0,5% a 1% do custo do capital inicial. (apud CASTRO, 2016).

Conforme dados da IEA (2014c) mencionado já anteriormente, o tamanho da planta também afeta os custos de operação e manutenção, no entanto, esses custos não são proporcionais quanto maior for o tamanho da planta. Como por exemplo, uma planta de 50 MW com cilindro parabólico necessita de aproximadamente 30 funcionários para sua operação e 10 funcionários em campo para sua manutenção, em contrapartida uma planta de 300 MW precisa do mesmo número de funcionário para operação com um acréscimo de 10 a 20 funcionários para manutenção (apud CASTRO, 2016).

Figura 20 – Variação de custo total para diferentes tecnologias de geração de energia.



Fonte: (IRENA, 2015).

6 VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DO CSP

6.1 ESTUDOS DE LOCALIZAÇÃO

Nos últimos anos, os estudos de localização de usinas solares se difundiram bastante em vários países, e apresentam como principal objetivo a identificação das áreas potenciais para a consolidação de projetos. Nesses estudos, a identificação das áreas potenciais é feita, de maneira geral, a partir de avaliações do potencial técnico, econômico e ambiental da geração de energia, em uma determinada região. (AZEVEDO, 2016)

De acordo com ARÁN CARRIÓN et al., (2008), a realização de estudos de localização é necessária para obter informações essenciais no que se refere à área em que se deseja a instalação da usina solar, uma vez que tais informações proporcionam:

- Subsídios no processo de instalação da usina: quando evidenciam os locais com os maiores índices de radiação solar, fator este é fundamental na geração de energia; ou quando apresentam as regiões com baixa declividade, o que diminui as despesas com a preparação do terreno, por exemplo;
- A redução de perdas de transmissão de energia: quando se conhece a ligação da central às estações de distribuição para o consumo da energia;
- Necessidade perceptiva de construir infraestruturas adicionais para a interligação elétrica, hídrica e ou rodoviária da usina solar;
- A redução dos efeitos que causam os impactos ambientais: quando análises de impacto ambiental na localidade são feitas.

A linha de pesquisa mais utilizada para a localização das usinas solares é aquela que reúne os conceitos de ADM e SIG para a identificação das áreas com potencial de instalação. Inserido neste âmbito, estão os trabalhos de ARÁN CARRIÓN et. al., (2008), CHARABI e GASTLI (2011), SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2013) e SÁNCHEZ-LOZANO et. al. (2014). Outra linha de pesquisa que também pode ser utilizada é a da localização pelo custo de produção de eletricidade, sendo um dos trabalhos pioneiros, realizados por BROESAMLE et. al., (2001). Uma apresentação resumida de cada um destes trabalhos é mostrada a seguir. (apud AZEVEDO, 2016).

6.1.1 LOCALIZAÇÃO POR PROCESSO ANALÍTICO HIARÁRQUICO

De acordo com AZEVEDO (2016), os estudos de localização de usinas solares realizados a partir do uso da ADM e do SIG apresentam, de maneira geral, a construção de um Sistema de Suporte à Decisão Ambiental – *Environmental Decision-Support System* (EDSS) para a implantação de usinas solares. Um dos primeiros estudos foi o apresentado por ARÁN CARRIÓN et. al., (2008).

Segundo AZEVEDO (2016), o estudo de ARÁN CARRIÓN et. al., (2008) apresentou um EDSS para a instalação de usinas fotovoltaicas no distrito de Huéscar, que fica localizado na província de Granada (Espanha). O estudo se utilizou de um modelo de ADM que considera o problema da localização de usinas solares como sendo de um objetivo (definir localização ótima para a instalação das usinas) e vários critérios (ordem ambiental, climático, entre outros). Inserido neste modelo, a técnica utilizada pelos autores para a localização das áreas aptas foi o Processo Analítico Hierárquico – *Analytic Hierarchy Process* (AHP).

Os critérios definidos para o estudo foram classificados em quatro grupos: ambientais, climáticos, topográficos e de localização – este último relacionado à proximidade com as infraestruturas elétrica, rodoviária e hídrica. A regra de decisão adotada, a qual une todos os critérios do estudo e define a ordem de relevância para os mesmos, objetivando atingir o proposto, definiu o critério climático como sendo o mais importante dos estudos, seguido dos critérios topográfico, ambiental e de localização. A atribuição dos pesos para os critérios e subcritérios foi feito utilizando o método AHP. (AZEVEDO, 2016).

Dos procedimentos matemáticos utilizados a partir da utilização do método AHP, o critério climático apresentou um peso de 58%, enquanto os critérios topográficos, ambiental e de localização tiveram, pesos de 26%, 12% e 5% , respectivamente.(AZEVEDO, 2016).Após a determinação dos pesos, foi feito o cálculo de consistência do modelo e a determinação dos pesos para os subcritérios, os quais estão apresentados na Tabela 03.

Tabela 03: Pesos dos subcritérios do estudo de ARÁN-CARRIÓN et al. (2008).

Peso Final	(%)
Uso do solo	5
Impacto visual	4
Declividade	9
Orientação	7
Acesso às rodovias	2
Distância as subestações de energia	2
Distâncias das áreas urbanas com população acima de 5.000 habitantes	1
Distâncias das áreas urbanas com população abaixo de 5.000 habitantes	1
Radiação global	19
Radiação difusa	11
Horas de brilho de Sol	25
Temperatura	14

Fonte: (ARÁN CARRIÓN et al.,2008 apud AZEVEDO, 2016).

No SIG, os pesos dos subcritérios foram associados com seu respectivo *layer* temático (normalizado) para ser gerado mapas finais de aptidão. Nestes mapas, foram feitas ainda análises de uso e ocupação do solo, onde foram retiradas do modelo àquelas regiões cuja atividade e ou ocupação necessitasse ser preservada (zonas de exclusão). (AZEVEDO, 2016).

Por fim, foram identificadas várias regiões com potencial de instalação de usinas solares fotovoltaicas devido, principalmente, ao fator climático favorável

(alto número de horas de Sol no ano), às medias moderadas de temperatura anual e ao alto nível de radiação global na superfície horizontal na área de realização do estudo. Por outro lado, muitas outras regiões da área de estudo foram consideradas inapropriadas para a instalação de usinas solares devido ao fato de estarem localizadas em áreas consideradas de exclusão.

Conforme AZEVEDO (2016), ARÁN CARRIÓN et. al., (2008) expôs a inserção de subjetividade (quando são atribuídos pesos aos diversos critérios do estudo) para avaliar o potencial técnico, ambiental e econômico do aproveitamento solar para a geração de eletricidade, além de evidenciar o potencial de uso das tecnologias do Geoprocessamento, sobretudo dos SIG, na construção e avaliação dos cenários geográficos para a identificação das áreas suscetíveis à instalação de usinas solares.

O estudo de CHARABI e GASTLI (2011) apresentou segundo AZEVEDO, (2019), a construção de um sistema de mapeamento para identificar os locais mais promissores à instalação de fazendas solares com tecnologia fotovoltaica em Oman (Oriente Médio). O estudo considerou também, as questões de ordem técnica, econômica e ambiental para a avaliação do projeto solar e a identificação das áreas potenciais.

Em regiões de clima quente e árido, a localização muito propícia para fazendas solares. Em Oman, os principais parâmetros considerados são mostrados na Tabela 04.

Tabela 04: Classificação dos Parâmetros que afetam a Localização Ótima de Fazendas Solares segundo o Estudo de CHARABI e GASTLI (2011).

Parâmetros Técnicos	Parâmetros Econômicos	Parâmetros Ambientais
Radiação solar	Proximidade com a rede elétrica	Áreas de restrição
Possibilidades de acesso	Declividade do terreno	Recursos hídricos
Uso do solo	Centros de consumo	Riscos de tempestades de areia

Fonte: (AZEVEDO, 2016).

De acordo com AZEVEDO (2016), a radiação solar representa um parâmetro muito importante na localização da fazenda solar, uma vez que intrínseco à produção de energia. A análise das possibilidades de acesso se justifica pela necessidade de evitar custos extras com a construção de novas

rodovias. Por fim, a avaliação do uso do solo é importante para checar as condições para o desenvolvimento do projeto.

No que se refere à avaliação das possibilidades de conexão com a rede elétrica e com os centros de consumo, Segundo AZEVEDO (2016), o estudo indicou a questão de perdas com a transmissão da energia, a qual será maior quanto maior for a distância da fazenda solar à rede elétrica a tais centros. A declividade do terreno onde será instalada a fazenda solar não deverá ser acentuada, e por isso, inclinações menores que 5% são consideradas como essenciais na região de estudo. Relacionadas às áreas de restrição, é importante observar que regiões de preservação ambiental, monumentos históricos, florestas deverão ser evitadas, assim como também, regiões que apresentam riscos de tempestades de areia. A avaliação de recursos hídricos foi justificada pela necessidade de limpeza dos componentes, que poderá ser uma questão crucial em regiões áridas como Oman.

A radiação solar representa um parâmetro importantíssimo na localização da fazenda solar, uma vez que está relacionada com a produção de energia. A análise das possibilidades de acesso se justifica pela necessidade de evitar custos adicionais com a construção de novas rodovias. Por fim, a avaliação do uso do solo é importante para checar as condições para o desenvolvimento do projeto.

Com relação à avaliação das possibilidades de conexão com a rede elétrica e com os centros de consumo, o estudo indicou a questão de perdas com a transmissão da energia, a qual será maior quanto maior for a distância da fazenda solar à rede elétrica a tais centros. A declividade do terreno onde será instalada a fazenda solar não deverá ser acentuada, por isso, inclinações menores que 5% são consideradas essenciais. Com relação às áreas de restrição, é importante observar que regiões de preservação ambiental, monumentos históricos, florestas deverão ser evitadas, bem como as regiões que apresentam riscos de tempestades de areia. A avaliação de recursos hídricos foi justificada pela necessidade de limpeza dos componentes, que poderá ser uma questão crucial em regiões áridas como Oman. (AZEVEDO, 2016)

Após a definição dos parâmetros importantes do estudo, CHARABI e GASTLI (2011) fizeram a identificação das áreas com potencial para a inserção da tecnologia a partir do uso da Lógica *Fuzzy* (para a normalização dos critérios), técnica AHP (para a definição dos pesos dos parâmetros) e da técnica da Média

Ponderada Ordenada – *Ordered Weighted Averaging*(OWA). A técnica OWA pondera os parâmetros de acordo com a sua importância relativa e mantém as restrições como máscaras *booleanas* que multiplicam o resultado da integração de tais parâmetros. Essa metodologia de agregação, permite ao usuário controlar a relação risco e compensação durante análise, de maneira a conhecer o nível de risco assumido na decisão e o grau em que a ponderação dos parâmetros terá influência sobre o mapa de aptidão. (apud AZEVEDO, 2016)

As análises realizadas permitiram segundo (AZEVEDO, 2016), a conclusão de que 0,5% da área de estudo (cerca de 1.508,2 km²) apresentou alta aptidão para a implantação de fazendas solares. Ademais, dentre as tecnologias que foram consideradas no estudo (tecnologia PV c-Si, a-Si, CdTe, CIGS e CPV) para a geração elétrica, foi observado que a tecnologia CPV proveu o mais alto potencial técnico para a implantação de projetos de grande porte.

É importante salientar que, embora a possibilidade de conexão com a rede elétrica e com os centros de consumo tenham sido mencionados na pesquisa como parâmetros importantes para a implantação das fazendas solares, os mesmos não foram usados nas análises devido à não disponibilidade desta informação espacial no momento da pesquisa. Além disso, boa parte do território analisado era ocupada pelas áreas de restrição, o que influenciou também para a obtenção do percentual de 0,5% para as áreas com alta aptidão.

O estudo realizado por SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2013) também visou segundo AZEVEDO (2016), a identificação de áreas promissoras para a implantação de fazendas solares. O método foi aplicado para Cartagena, situada na região Sudeste da Espanha, e também foi baseada no uso combinado do SIG e da Análise de Decisão Multicritério (ADM).

A primeira etapa do estudo foi a definição dos *layers* relevantes e a exclusão das áreas que causam impedimento para a instalação da planta solar (parques, florestas, sítios arqueológicos, sítios paleontológicos e regiões onde passam os cursos d'água) visto que, tais ambientes não podem ser utilizadas para a instalação de fazendas solares. A definição das áreas de exclusão foi feita com o auxílio do *layer* de municípios da região, obtido na Direção Geral de Cadastro – *Dirección General del Catastro* (DGC). De primeira análise de uso e ocupação do solo, evidenciou-se que aproximadamente 25,5% da área de estudo, o que equivale a 270,78km², apresentou potencial para a instalação das fazendas solares.

Informações do cadastro e registro dos lotes de Cartagena, obtidos também no DGC, foram utilizadas para estabelecer duas outras áreas de restrição no estudo:

- Os lotes com qualquer tipo de construção foram indicados como inaptos para a instalação das fazendas solares;
- Os lotes com área menor que 1.000m² (área mínima requerida para o estabelecimento dos projetos) também foram indicados como inaptos.

Ficou definido, que a área de aplicação das análises seria aquelas que não tivessem qualquer que seja algum tipo de construção, nem ocupassem áreas menores que 1.000m² e que estivessem inseridas nos limites das áreas consideradas aptas segundo o uso do solo. Assim, a área definida para aplicação das análises foi 13,85% da área total. (AZEVEDO, 2016).

No passo subsequente, foi feita a definição dos critérios e subcritérios. Os quatro critérios definidos no estudo foram: o climático, ambiental, geomorfológico e de localização. O critério climático está associado à produção de energia elétrica da usina solar, enquanto que, o critério ambiental define a aceitabilidade da área de acordo sua capacidade agrícola. O critério geomorfológico define a aptidão da área no que se refere à inclinação do terreno. E, por fim, o critério localização considera a proximidade com as principais rodovias, com o sistema elétrico (linhas de transmissão e subestações de energia) e com os centros de consumo onde será usada a energia gerada fazenda solar. (AZEVEDO).

A definição dos pesos para os critérios foi feita com a assistência de um profissional da área de energias renováveis subsidiado pelo método AHP. No único cenário avaliado, o critério de localização foi considerado o mais relevante. Tal escolha foi justificada devido ao fato de que a utilização de equipamentos com alta eficiência, em locais com bons índices de radiação, permite estimar o critério climático com menor importância frente ao critério de localização em análises deste tipo. Desta maneira, os pesos dos critérios foram estimados sendo: localização (48,6%), climático (28,5%), orográfico (17,3%) e ambiental (5,6%). Uma vez obtidos os pesos para os critérios, foram calculados os pesos para os subcritérios, os quais estão mostrados na Tabela 05. (AZEVEDO, 2016).

Tabela 05: Pesos dos subcritérios do estudo de SÁNCHEZ-LOZANO et al. (2014).

Crítérios	Subcritérios	Peso Final
Localização	Distância às linhas de transmissão	32,5%
	Distâncias às subestações	8,9%
	Distâncias às principais rodovias	4,2%
	Distâncias aos centros (<i>villages</i>)	2,8%
Climático	Radiação solar global	23,8%
	Temperatura ambiente	4,7%
Orográfico	Inclinação do terreno	11,2%
	Orientação do terreno	4,8%
	Modelo do lote	1,2%
Ambiental	Capacidade agrícola	5,5%

Fonte: (AZEVEDO, 2016).

A pesquisa de SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2013) segundo a avaliação de AZEVEDO (2016), demonstrou também o quanto é relevante realizar estudos de localização para ter dados relativos à área em que se deseja instalar o projeto. A partir do uso de informações gráficas (espaciais) e não gráficas (inerentes ao projeto solar), associadas ao uso em conjunto do SIG e ADM, é possível fazer a identificação das áreas aptas para instalação, inclusive pela adoção de um *ranking* dos locais maior potencial. Desta maneira, a tomada de decisão sobre o local onde deverá ser implantado o projeto solar fica mais simples. (AZEVEDO, 2016).

Por fim, o estudo feito por SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2014) também utilizou uma metodologia baseada em SIG e ADM (desta vez, método ELECTRE-TRI) para identificar as áreas mais promissoras para implantação de fazendas solares, com tecnologia fotovoltaica, no município de Torre Pacheco (área total de 189,60km²), situado no Sudoeste da Espanha. (apud AZEVEDO, 2016).

Novamente, a primeira etapa do estudo foi a definição dos *layers* importantes e a exclusão das áreas que causam uma barreira para a instalação da planta solar. Entre as áreas de restrição estavam inclusas, as áreas de parques, florestas, sítios arqueológicos, sítios paleontológicos, áreas urbanas, áreas de interesse comunidade, zonas militares, regiões onde passam os cursos d'água,

incluindo também, as áreas dos lotes que tinha construções e os lotes que tinham menos de 1.000m² (especificação requerida pelo projeto). Desta forma, a área total definida para aplicação das análises foi de 35% da área total, o que corresponde a 65,36km². (apud AZEVEDO, 2016).

Após a definição da área de aplicação das análises, o passo subsequente foi a definição dos critérios e dos subcritérios do estudo. Comparativamente à pesquisa apresentada em 2013, neste novo estudo também foram considerados quatro critérios - climático, geomorfológico, ambiental e de localização, os quais foram usados para avaliar o potencial de cada localidade para a inserção da planta fotovoltaica. Os critérios e dos subcritérios os quais foram definidos, é mostrada na Tabela 06. (AZEVEDO, 2016).

Tabela 06: Critérios e subcritérios do estudo de SÁNCHEZ-LOZANO et al. (2014).

Critérios	Subcritérios
Localização	Distância às linhas de transmissão
	Distâncias às subestações
	Distâncias às principais rodovias
	Distâncias aos centros urbanos
Climático	Radiação solar global
	Temperatura ambiente
Orográfico	Inclinação do terreno
	Orientação do terreno
	Modelo do lote
Ambiental	Capacidade agrícola

Fonte: (AZEVEDO, 2016).

Uma vez definidos os critérios e subcritérios do estudo, o passo seguinte foi padronizar, editar e representar os dados espaciais (relativos aos subcritérios)

no SIG. Tal processo foi realizado com a ajuda do *software* gvSIG. Também nele foram calculadas as distâncias para os *layers* do critério de localização.

Para a construção das alternativas, foi usado o método ELECTRE-TRI, disponível no *software* IRIS. De maneira geral, os métodos baseados em ELECTRE (*Elimination and (et) Choice Translating Algorithm*) exigem por parte de quem toma a decisão, um comportamento completamente racional, capaz de definir sua preferência entre quaisquer das duas alternativas. Sua aplicação compreende dois estágios: 1) a construção da relação de sobreclassificação; 2) a exploração dos resultados da etapa anterior. (AZEVEDO, 2016)

O processo de construção consiste em comparar as alternativas, levando em consideração todos os critérios. Desta maneira, em um problema com n alternativas e m critérios, são necessários pelo menos $m \times n(n-1)/2$ comparações. De maneira geral, a relação de sobreclassificação S , se origina a partir da analogia entre cada alternativa de A e a cada outra alternativa de A , utilizando as relações P , Q e I . Essas comparações segundo PARREIRAS (2006), podem ser feitas de modo distinto, mas, de modo geral, se baseia no princípio da concordância e da discordância. (apud AZEVEDO, 2016).

O princípio da concordância e da discordância torna a afirmativa – *A alternativa a é pelo menos tão boa quanto à alternativa b* – aceita, somente se duas condições forem satisfeitas:

- Para grande parte dos critérios – critérios concordantes – essa afirmativa é válida;
- A oposição da minoria restante – critérios discordantes – não é suficientemente forte para não validar essa afirmativa.

Segundo PARREIRAS (2006) a relação de sobreclassificação nem sempre é capaz de produzir a ordenação das alternativas de A , devido ao fato de, por exemplo, o método ELECTRE permitir julgamentos em que a relação de sobreclassificação não é transitiva. Com isso, surge a necessidade de um segundo estágio, em que as relações construídas entre as alternativas são exploradas seguindo a diretriz do tipo de problema em questão. O resultado final pode ser a seleção de um conjunto de alternativas consideradas satisfatórias, a ordenação de todas as alternativas ou ainda a classificação de alternativas em categorias definidas de maneira prévia. (AZEVEDO, 2016).

Segundo AZEVEDO (2016), para a construção e avaliação das alternativas no *software* IRIS, SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2014) tiveram auxílio de um profissional da área de energias renováveis com mais de 10 anos de experiência no setor industrial. Este profissional foi o responsável pelo julgamento de certa quantidade de alternativas. Ainda sobre este profissional, foi dada a responsabilidade de avaliar, juntamente com os autores, os resultados obtidos do IRIS. No total, foram 20 alternativas construídas.

Considerando as análises realizadas, segundo AZEVEDO (2016,) os autores perceberam que das 20 alternativas geradas, apenas uma apresentou excelente capacidade para a instalação das fazendas solares fotovoltaicas. Quatro delas obtiveram uma capacidade classificada como muito boa. Dez apresentaram capacidade boa e o restante apresentou baixa capacidade.

SÁNCHEZ-LOZANO et. al., (2014) demonstraram segundo (AZEVEDO, 2016), novamente, o potencial de aplicação do SIG e das técnicas de ADM na identificação das áreas promissoras para a instalação das fazendas solares (tecnologia solar fotovoltaica) na Espanha. A maior vantagem desta combinação está na possibilidade de desenvolver cenários distintos para auxiliar o gestor no processo de tomada de decisão.

6.1.2 LOCALIZAÇÃO PELO CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

Um dos primeiros estudos de localização de usinas solares por meio do uso do custo de produção de eletricidade segundo AZEVEDO (2016), foi o estudo de BROESAMLE et. al., (2001), o qual expôs a utilização do recurso STEPS para a classificação e a seleção de áreas para a implantação de usinas solares termoelétricas de coletores parabólicos.

Em sua primeira aplicação o recurso STEPS teve o objetivo de avaliar o potencial técnico de geração na África do Norte e também definir o preço da eletricidade gerada na região. Em sua estrutura, era possível processar informações geográficas e meteorológicas, dadas como essenciais para a localização, assim como realizar cálculos de produção de energia (simulação do bloco de potência) e de seus respectivos custos. (AZEVEDO, 2016).

Na primeira etapa do estudo foi feita a avaliação do uso e ocupação do solo para a instalação. Para isso, BROESAMLE et. al., (2001) organizaram toda a base

de dados espaciais (uso do solo, declividade do terreno, recursos hídricos, entre outros) para uso. Foi feita também, a separação das áreas de exclusão da área total de estudo, gerando assim, um *layer* para representar as áreas de aplicação das análises. Desta primeira análise, foi observado que cerca de 12,6 mil km² da área de estudo foi classificada como potencial para a instalação segundo as análises de uso e ocupação do solo. (AZEVEDO, 2016).

O passo subsequente, foi a avaliação do potencial técnico local. Para tanto, foi utilizada uma formulação matemática, baseada em um modelo de céu limpo (BIRD, 1984 e IQBAL, 1993), para estimar a radiação solar direta normal incidente na região (DNI). Esta formulação somente foi alterada para adicionar o coeficiente de transmissão, o qual leva em consideração a atenuação da radiação pelas nuvens. (AZEVEDO, 2016).

Imagens do satélite METEOSAT (canais visível e infravermelho) foram usadas para derivar o índice de nuvens. A transmitância ocasionada pelos aerossóis foi calculada pelo uso de uma série de dados globais de aerossol de Kopke - *Global Aerosol Data Set by Kopke* e os valores para a absorção da água e ozônio foram obtidos, respectivamente, pela *NASA Water Vapour Project* (NVAP) e pela *NASA Total Ozone Mapping Spectrometer Project* (TOMS). (AZEVEDO, 2016)

Por os valores obtidos para os aerossóis apresentarem baixa resolução, os mesmos foram trocados por valores típicos para áreas desérticas ou semidesérticas. Como resultado deste processo, a radiação solar direta foi obtida com uma concordância de $\pm 5\%$ se comparada à radiação medida em 1998, em Almería, Sul da Espanha, e foi dada como satisfatória para a avaliação do potencial solar. No entanto, muito embora a radiação tenha sido calculada, o dado espacial usado nas demais análises foi o derivado do satélite METEOSAT. (AZEVEDO, 2016).

Conforme AZEVEDO (2016), depois da definição do potencial técnico da região, foi feita a simulação da produção de energia elétrica na usina solar. Para tanto, BROESAMLE et. al., (2001) determinaram, a princípio, a energia térmica instantânea do campo solar, a partir da consideração das propriedades físicas dos coletores LS-3, instalados nas SEGS. Tal determinação levou em consideração os principais efeitos geométricos destes coletores, que inclui: perdas do cosseno (ξ_{\cos}), perdas finais na extremidade do coletor (ξ_E), perdas devidas ao modificador

do ângulo de incidência (ξ_{IAM}) e perdas de sombreamento (ξ_s); as perdas ópticas decorrentes da reflexão, transmissão e absorção da radiação solar ($\eta_{opt}=\text{constante}$); E as perdas térmicas que estão relacionadas com a diferença de temperatura da superfície do tubo absorvedor ($T_A=653K$) e a temperatura ambiente percebida pelo tubo absorvedor quando está exposto a luz solar, como mostra a Equação 17:

$$Q_{SF} = A_{SF} \cdot DNI \cdot \left[\xi_{geo} \cdot \eta_{opt} - \frac{\pi \cdot U}{C \cdot DNI} \cdot (T_A - T_{amb}) - \frac{\pi \cdot \varepsilon \cdot \sigma}{C \cdot DNI} \cdot (T_A^4 - T_{amb}^4) \right] \quad (6.1)$$

Onde:

A_{SF} : área do campo solar;

DNI: radiação solar direta normal;

ξ_{geo} : eficiência geométrica ($\xi_{geo} = \xi_{cos} \cdot \xi_E \cdot \xi_{IAM} \cdot \xi_s$);

η_{opt} : eficiência óptica;

π : pi;

U: fator de perdas por convecção de perdas (W/m^2K);

C: fator de concentração da calha parabólica;

ε : coeficiente de emissão da superfície do tubo absorvedor;

σ : constante de Boltzmann (W/m^2K^4).

A determinação da eletricidade produzida na usina foi, feita a partir de uma equação matemática simples (que foi apresentada no tópico 4.4 - Equação 4.11) que considera a energia térmica gerada no campo solar, a eficiência nominal do ciclo de potência, o comportamento parcial das cargas e o consumo elétrico parasitário no campo solar e no bloco de potência da usina. O resultado foi associado ao ano, no intuito de obter a produção de energia elétrica anual da usina solar.

A simulação da produção anual de energia elétrica da usina apresentou resultados de boa aceitação, representando adequadamente os efeitos geométricos do ângulo de incidência para regiões com latitudes entre 0° e 40° (Norte e Sul). Uma comparação com medições realizadas nas usinas SEGS da Califórnia mostrou uma concordância aceitável com o modelo que foi utilizado. Para a primeira aplicação do recurso STEPS, a precisão obtida foi $\pm 5\%$ e sendo considerada satisfatória para seu uso. (AZEVEDO, 2016).

Após a avaliação do potencial técnico local, foi calculado o custo de geração de eletricidade na região. Para este cálculo, foi considerado a usina solar operando somente em modo solar, sem armazenadores térmicos. Segundo BROESAMLE et. al., (2001), neste cenário, o custo da eletricidade produzida depende, principalmente, do custo de investimento, custo da infraestrutura necessária para a interligação elétrica, rodoviária e hídrica da usina, dos gastos anuais com operação e manutenção, do tempo de vida útil, da taxa de capital e da produção de energia líquida anual, conforme mostrado na Equação 14.

Para a região objetivo em questão, foi encontrado um grande potencial técnico e econômico para instalação das usinas solares termoelétricas. Muitos ambientes apresentaram uma produção anual de energia elétrica acima de 125 GWh/km² (valores anuais), com custos de geração menores que 12 centavos/kWh.

O estudo realizado por BROESAMLE et. al., (2001) apresentou segundo AZEVEDO (2016), uma interessante metodologia para a localização das usinas solares, uma vez que, classifica os ambientes de acordo com o custo de geração da energia. Numa visão prática, esta informação é muito importante para os desenvolvedores e ou investidores de projetos já que permite obter uma primeira indicação dos gastos relacionados com o mesmo (implantação, manutenção, infraestrutura, entre outros). (AZEVEDO, 2016).

Além disso, a pesquisa demonstrou também um potencial de aplicação das tecnologias do Geoprocessamento, sobretudo dos SIG, para a visualização dos locais mais atrativos em termos de produção anual de eletricidade e para a identificação das áreas mais aptas para a instalação dos projetos. (AZEVEDO, 2016).

Embora o modelo de produção de energia tenha apresentado alguns parâmetros constantes (como a temperatura ambiente, por exemplo), para AZEVEDO (2016), sua apresentação foi importante para determinar os custos de produção na região de estudo. Uma questão crítica foi o uso de dados espaciais com baixa resolução espacial para a análise proposta. Quando dados espaciais de baixa resolução ou insuficientes para a análise proposta são usados, podem-se gerar, muitas vezes, conclusões equivocadas da realidade. Por isso, para a correta representação da realidade, dados espaciais com alto grau de qualidade são necessários.

6.2 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE INSERÇÃO DE USINAS SOLARES NO BRASIL

No Brasil, segundo AZEVEDO (2016), o planejamento energético da inserção da tecnologia CSP deverá contar com quatro agentes principais: a Avaliação do Potencial Técnico, a Redução dos Custos da Tecnologia, a Definição de Políticas Públicas Energéticas e os Leilões de Energia. Cada um deles é discutido de forma breve a seguir.

De acordo com ARVIZU *et al.*, (2013) a Avaliação do Potencial Técnico da geração de eletricidade está ligada ao conhecimento dos índices de radiação solar direta normal na localidade, dos fatores de exclusão para o uso da terra (florestas, parques naturais, áreas urbanas, terras cultiváveis, dentre outros.) e dos desenvolvimentos futuros para o aperfeiçoamento da tecnologia.(apud AZEVEDO, 2016)

No Brasil, diversos estudos de avaliação do potencial técnico de geração solar foram realizados. Dentre eles, se destacam, segundo AZEVEDO (2016), os estudos de BURGUI (2013), AZEVEDO e TIBA (2013), TIBA *et al.*, (2012) e CAVALCANTI e PETTI (2008) que, a partir do conhecimento da radiação solar incidente na região de estudo e do uso da informação de dados econômicos e ambientais delimitaram as áreas potencialmente disponíveis para a geração solar. Das avaliações feitas, observa-se que as principais barreiras para a inserção desta tecnologia no mercado brasileiro não está nos aspectos de ordem técnica, mas na falta de incentivos e metas para seu desenvolvimento e custos associados. (AZEVEDO, 2016).

Segundo a Agência IEA (2014) os Custos da Tecnologia CSP ainda são elevados atualmente, em especial em países como o Brasil onde a produção em larga escala ainda não existe. Se a projeção do *Sunshot* DOE/EUA se concretizar (redução do LCOE para US\$60/MWh em 2020), teremos da ordem de US\$ 0.09/kWh para o Brasil. (AZEVEDO, 2016).

A diminuição dos custos da tecnologia CSP poderá ser alcançada a partir de melhorias nos componentes que compõem a matriz solar (melhoramentos na eficiência óptica e térmica dos concentradores, nos equipamentos usados na

geração elétrica, nos sistemas de armazenamento, entre outros), pela redução dos custos dos componentes (produção em grande quantidade – fator de escala), pela redução dos custos de operação e manutenção (para reduzir a quebra dos espelhos, por exemplo) e na realização de P&D. (AZEVEDO, 2016).

Uma Política Pública Energética é uma estratégia governamental para alavancar, de maneira sustentável, o crescimento ou a mudança do setor energético do país.(AZEVEDO, 2016). De acordo com SOLANGI et al., (2001) tais políticas incluem legislações, tratados internacionais e incentivos para investimento objetivando à amenização dos impactos do aquecimento global ao meio ambiente e à formulação de propostas com o intuito de evitar crises de disponibilidade e ou suprimento de energia.

Grande parte dos países que utilizam da energia solar para aproveitamento elétrico, seja da tecnologia fotovoltaica ou CSP, se despuseram de algum tipo de política pública de incentivo à geração. Os países com caso e obtenção de sucesso são: os Estados Unidos, Espanha, Canadá, Alemanha, Austrália, China e França. No caso brasileiro, a definição de políticas públicas específicas para a geração solar auxiliará com certeza, no desenvolvimento da tecnologia CSP em projetos de larga escala.

Segundo a ANEEL, o Leilão de Energia é um processo licitatório para compra de energia elétrica, regido pelo edital e seus documentos correlatos. No atual modelo regulatório vigente, as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica, interligadas ao SIN, devem garantir, através de licitação na modalidade dos leilões, o atendimento à totalidade do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesses leilões, os que vencem são os que ofertarem energia elétrica pelo preço mais baixo por MWh, no intuito de atender a demanda prevista pelos distribuidores. (AZEVEDO, 2016).

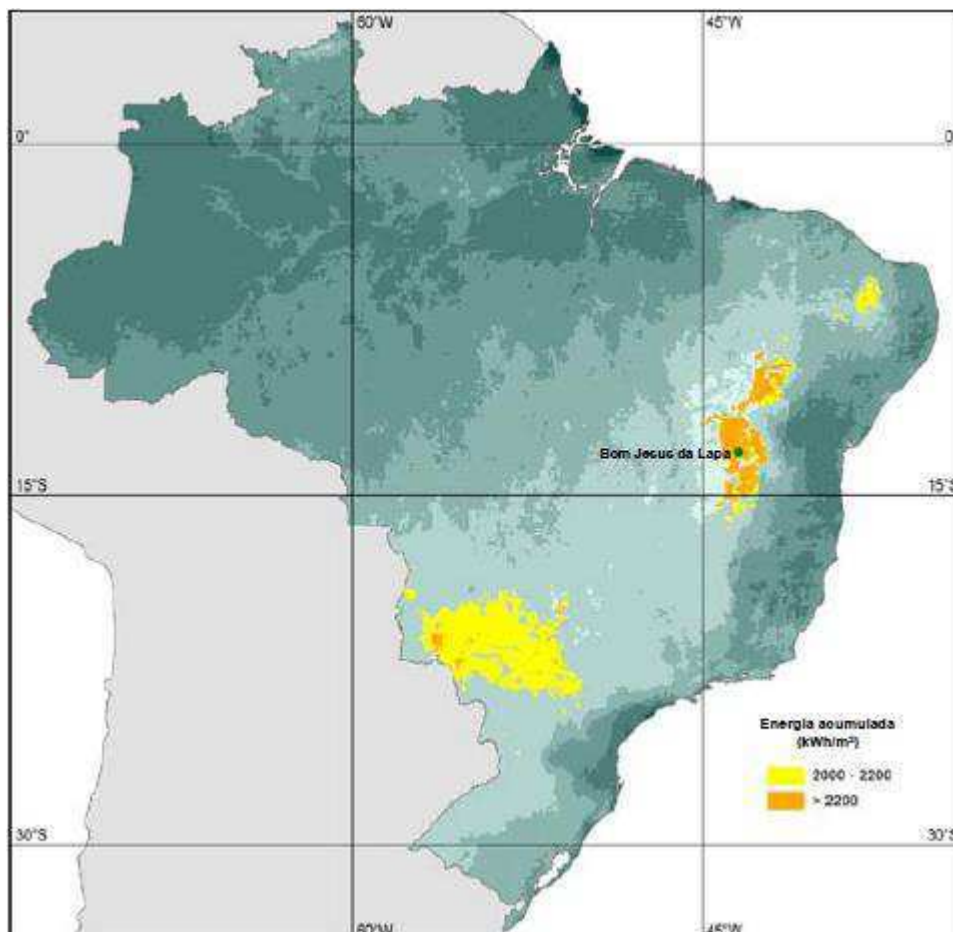
Os leilões de energia podem ser do tipo A-1, A-3 ou A-5. Nos leilões do tipo A-3 existe a possibilidade contratar energia de novos projetos três anos antes do início das operações, já no A-5, cinco anos antes. É possível também contratar energia de projetos já existente um ano antes do suprimento pelo leilão A-1.(AZEVEDO).

Além desses leilões convencionais (A-1, A-3 e A-5),pode ainda ser promovidos Leilões de Ajuste para complementar a carga de energia necessária ao

atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, com um limite de até 1%. Há ainda a contratação de energia de reserva, pelos Leilões de Reserva que objetiva garantir a segurança de suprimento de eletricidade à rede através de planta de geração contratadas para tal propósito, de maneira especial. (AZEVEDO, 2016).

Os leilões de energia encontram-se bem estabelecidos nos dias atuais. Fato é que, a eles são creditados o desenvolvimento da Energia Eólica no Brasil nos últimos anos. Espera-se que, para os próximos anos, esses leilões sejam também os responsáveis pela introdução de projetos comerciais de geração elétrica CSP na matriz brasileira, o qual possui potencial técnico satisfatório em algumas regiões do país. (AZEVEDO, 2016).

Figura 21: Áreas potenciais para projeto CSP.



Fonte: (PEREIRA e LIMA, 2008 apud LODI, 2011).

7 CONCLUSÃO

O estudo realizado neste trabalho, permitiu conhecer os fatores necessários para que a energia solar seja aproveitada da melhor maneira possível, com ênfase na energia solar térmica, seja do ponto de vista técnico e político.

Foi abordado com detalhes cada um dos componentes que compõe a matriz solar, sendo descrito as famílias de CSP usadas no mercado global, assim como a comparação entre as várias tecnologias, o qual mostrou as vantagens e desvantagens de cada uma e também a melhor opção para determinado projeto em questão.

A nível mundial, observa-se alguns países com considerável evolução na utilização CSP podendo citar: Estados Unidos, China, Espanha, Canadá, Austrália e França. Estudos feitos por pioneiros nas pesquisas em países como a Espanha foi utilizado como referência, e observou-se os vários critérios em questão, que definem uma área com potencial de implantação solar.

No Brasil, projetos que envolvam implantação de matrizes de usina solares ainda estão muito reduzidas, com um grande peso para a política interna que forma o Brasil. Podemos observar regiões com grande potencial de implantação como na Região nordeste, incluindo estados como Piauí e Bahia, porém não se tem um real investimento nessa área, isso encarece os equipamentos necessários para a construção, o mantendo como uma porcentagem de instalação menor com relação a energia eólica por exemplo, que já esta possui regulamentação própria e vem sendo beneficiada pelas políticas internas que são baseadas nos leilões.

Conclui-se desse trabalho que fatores internos dentre vários, a política de leilões, precisam incentivar a tecnologia CSP para o crescimento das usinas solares, dado o seu grande potencial técnico para implantação no país. Com a tendência anual de mercado para essa modalidade de geração, conforme a popularização da mesma, poderá reduzir custos de construção, operação e manutenção, dessa maneira, poderemos ver nos próximos anos a Energia Solar Térmica como mais uma alternativa popularizada de fonte renovável, aumentando ainda mais a complementação à geração de energia hidroelétrica.

8 BIBLIOGRAFIA

AZEVEDO, V. W. B. **Estudo de localização de Usina Solar Termoétrica no Estado de Pernambuco.** 2016. 240f. Dissertação (Doutorado em Ciências, Área de Concentração: Energia Renováveis)- Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, 2016

PENAFIEL, R. A. S. **Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e hibridização.** 2011. 202f. Dissertação (mestrado em Planejamento Energético)-Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011

CORREA, M. P; YAMASOE, A.M. **Processos radiativos na atmosfera Fundamentos.** 1 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2016. 242 p.

PEREIRA, E. B.; MARTINS F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R. **Atlas brasileiro de energia.** 1 ed. São José dos Campos: INPE, 2006. 64p.

LODI, C. **Perspectivas para geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada.** 2011. 142p. Dissertação (mestrado em Programa de Planejamento Energético)- COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

UMMADISINGU, A.; SONI, M. S. **Renewable and sustainable energy review Concentrating Solar Power- Technology, Potential and Policy in Índia, India,** 7p. 2011.

BROOKS, M.; MILLS, I.; HARMS, T. **Performance of a parabolic trough solar collector.** Journal of Energy in Southern Africa, v. 17, n. 3, 2006.

ROMERO, M. **Energía solar termoeléctrica**. [S.l.]: CIEMAT. Disponível em: <http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf>. Acesso em: 02/12/2019.

VIEIRA, L. S. R.; GUIMARÃES, A. P. C.; LISBOA, P. A. **Geração heliotérmica: estado da arte e experiência do CEPEL**. Renováveis, 2018, fasc.44, p.14.

CASTRO, L. C. **Análise comparativa para geração de energia heliotérmica em diferentes regiões brasileiras**. 2016. 65p. Dissertação (Graduação em Engenharia Mecânica)- Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, 2016.

FARIA, C. F. C. **Apostila aquecimento solar**, 1ed. São Paulo: Apoiadores, 2010, 132 p.

BATISTA, P. **Energia solar no Brasil**. 2018. Disponível em: <<https://www.estudopratico.com.br/energia-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

GRIMONI, J. A. B. **Energia solar fotovoltaica**. 2019. 149 slides.

BUIAR, M. G. **Coletores solar**. 2015. 59 p. Dissertação (Graduação em Engenharia Mecânica)- Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, 2015.

ALMEIDA, A. A. **Coletor solar alternativo**. 2005. 64 p. Dissertação (Graduação em Engenharia Mecânica)- Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, 2005.