



**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

# **OTIMIZAÇÃO DE GERAÇÃO DE PLANTAS EÓLICA E HELIOTÉRMICA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

**Nathan Farto da Silva Brancalião**

**Orientador: Mario Benjamim Baptista de Siqueira**

**Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas  
Brasília-DF: 09/2019 Universidade de Brasília**

**Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

**OTIMIZAÇÃO DE GERAÇÃO DE PLANTAS EÓLICA E HELIOTÉRMICA NA REGIÃO  
NORDESTE DO BRASIL**

**Nathan Farto da Silva Brancalião**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS  
MECÂNICAS.**

Aprovada por:

---

**Mario Benjamim Baptista de Siqueira, Prof. Dr., UnB**  
(Orientador)

---

**Taygoara Felamingo de Oliveira, Prof. Dr., UnB**  
(Examinador interno)

---

**Jorge Andrés Cormane Angarita, Prof. Dr., UnB**  
(Examinador externo)

**Brasília, Setembro de 2019.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

Nathan Farto da Silva Brancalião  
OTIMIZAÇÃO DE GERAÇÃO DE PLANTAS EÓLICA E HELIOTÉRMICA NA  
REGIÃO NORDESTE DO BRASIL / Nathan Farto da Silva Brancalião – Brasil, 2019- 104  
p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Mario Benjamim Baptista de Siqueira

Dissertação (mestrado) – Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, 2017.

1. Planta Heliotérmica. 2. Planta Eólica. I. Orientador. II. Universidade de Brasília. III.  
Faculdade de Tecnologia. IV. Otimização de Geração de Plantas Eólica e Heliotérmica  
na Região Nordeste do Brasil.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Brancalião, N. F. S. (2019). OTIMIZAÇÃO DE GERAÇÃO DE PLANTAS EÓLICA E HELIOTÉRMICA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL. Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas, Publicação , Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 104p.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Nathan Farto da Silva Brancalião.

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO: OTIMIZAÇÃO DE GERAÇÃO DE PLANTAS EÓLICA E HELIOTÉRMICA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL.

GRAU/ANO: Mestre/2019.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Nathan Farto da Silva Brancalião  
Rua 12 Sul Res. Sonho Verde, D, 202  
71939-000, Brasília, DF, Brasil  
nathanfsb@gmail.com

## Resumo

O principal objetivo deste trabalho é otimizar a produção combinada proveniente de recursos naturais eólicos e solares, aplicados à geração de energia através de parques eólicos e o uso da tecnologia heliotérmica (também chamada de CSP, do inglês *Concentrated Solar Power*). Para isso, cada planta geradora tem sua simulação individual, otimização e então a união dos resultados para estabelecer o que seria o fornecimento combinado com personalização do despacho do armazenamento térmico. O estudo foi realizado para um modelo de usina combinada de 100 MW de potência nominal, sendo 50 MW de CSP e 50 MW de eólico. A região de implementação foi limitada à região Nordeste do Brasil e as localidades para cada planta foram selecionadas com base no índice de correlação dos recursos naturais. A planta solar é na cidade de Petrolina, Pernambuco, e a planta eólica na cidade de Macau, Rio Grande do Norte. Após o tratamento inicial dos dados, a primeira simulação foi o modelo base para a otimização de alguns parâmetros técnicos. O perfil de velocidade para a planta eólica foi modelado conforme a lei de potência com classes de estabilidade (modelo diurno de radiação solar/delta-T e modelo noturno de Turner). Em relação aos resultados iniciais, a planta eólica apresentou aumento de 49,8% do fator de capacidade e redução de 42,6% no custo normalizado de energia. Já a planta heliotérmica obteve o melhor resultado com 14 horas de armazenamento térmico, resultando em um aumento de 71% no fator de capacidade e redução de 5,5% no custo normalizado de energia. A estratégia de despacho do armazenamento térmico na planta heliotérmica apresentou grande variação no uso da potência que a turbina pode produzir. Os resultados combinados mostraram pouca variação, atendendo a demanda proposta com sucesso.

**Palavras-chaves:** Eólico; CSP; Otimização; Armazenamento térmico.

## Abstract

The main objective of this work is to optimize the combined production from natural wind and solar resources, applied to power generation through wind farms and the use of concentrated solar power technology (also called CSP). For this, each generating plant has its individual simulation, optimization and then the combination of the results to determine what would be the combined supply with customization of the thermal storage dispatch. The study was carried out for a 100 MW combined power plant model, with 50 MW of CSP and 50 MW of wind power. The region of implementation was limited in the Northeast region of Brazil and the locations for each plant were selected based on the correlation index of natural resources. The solar power plant is in the city of Petrolina, Pernambuco, and the wind power plant in the city of Macau, in Rio Grande do Norte. After the initial data analysis, the first simulation was the base where the next model optimized some technical parameters. The velocity profile for a wind farm was modeled according to a power law with stability classes (daytime solar radiation/delta-T model and nightly Turner model). Compared to the base results, a wind farm showed a 49,8% increase in capacity factor and a 42,6% reduction in levelized cost of electricity. The CSP plant improved the result with 14 hours of thermal storage, resulting in a 71% increase in capacity factor and a 5,5% reduction in levelized cost of electricity. A thermal storage dispatch strategy in the CSP plant shows a wide variation in the use of power that the turbine can produce. The combined results show little variation, meeting a successful demand.

**Key-words:** Wind; CSP; Optimization; Thermal storage.

## Lista de Figuras

Figura 1 - Fluxo de energia elétrica do Brasil (ano base 2017). Fonte: (EPE, 2018a). ...	2
Figura 2 – (A) Série histórica de LCOE para tecnologia eólica. Fonte: (GWEC, 2019), adaptado. (B) Redução prevista no custo da tecnologia CSP, separado por blocos. Fonte: (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2019), adaptado. ....	13
Figura 3 - Discretização das potências cadastradas nos leilões no Brasil. Fonte de dados: Empresa de Pesquisa Energética. ....	14
Figura 4 - Comparação do curtailment de acordo com a penetração das fontes eólica e solar. Fonte:(DENHOLM; MEHOS, 2014), adaptado. ....	15
Figura 5 - (A) Distribuição de velocidades na altura de 50 metros para região da Bahia, Brasil. (B) Distribuição da direção do vento na altura de 50 metros para região da Bahia, Brasil. Fonte: <a href="https://globalwindatlas.info/">https://globalwindatlas.info/</a> . Adaptado. ....	16
Figura 6 - Velocidade do vento na altura de 50 metros. Fonte: <a href="https://globalwindatlas.info/">https://globalwindatlas.info/</a> . ....	17
Figura 7 - Tipos de aerogeradores. Fonte: (Manwell; McGowan; Rogers, 2009) & (PORTAL ENERGIA, 2019), adaptado. ....	18
Figura 8 - Layout de uma turbina eólica padrão de eixo horizontal <i>up-wind</i> . Fonte: (Riley, 2014). ....	19
Figura 9 - Curva de Potência turbina GE 1570. Fonte: SAM. Adaptado. ....	20
Figura 10 - Modelo unidimensional para potência de turbinas. Fonte: (Manwell; McGowan; Rogers, 2009). Adaptado. ....	21
Figura 11 - Relação entre o coeficiente de potência e o coeficiente de empuxo. ....	23
Figura 12 - Relação entre o coeficiente de potência e o TSR. Fonte: (Ragheb; Ragheb, 2011). Adaptado. ....	25
Figura 13 - Relação entre diâmetro do rotor e altura do hub. Fonte: Martin, L. (2010). Adaptado. ....	26
Figura 14 - Mapa de radiação direta normal do Brasil. Fonte: <a href="https://globalsolaratlas.info/">https://globalsolaratlas.info/</a> . ....	28
Figura 15 - Distribuição dos projetos CSP ao redor do mundo. Fonte: <a href="http://solarpaces.org">solarpaces.org</a> . 29	
Figura 16 - Comparação entre as tecnologias concentrador parabólico e concentrador Fresnel. Fonte: (BRANCALIÃO, 2015). ....	30
Figura 17 - Comparação entre as tecnologias concentrador parabólico e torre central. Fonte: (BRANCALIÃO, 2015). ....	31
Figura 18 - (A) Exemplo de concentrador parabólico. (B) Exemplo de Linear Fresnel. (C) Exemplo de torre solar. (D) Exemplo de disco parabólico. Fonte: (A) Archimedes Solar Energy (adaptado). (B) AREVA Solar (adaptado). (C) <a href="http://energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy">http://energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy</a> (adaptado). (D) <a href="https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Vista-disco-Eurodish.jpg">https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Vista-disco-Eurodish.jpg</a> (adaptado). ....	31
Figura 19 - Ciclo de carga e descarga diário. Fonte: (TOMALSQUIM, 2016) apud IEA (2010). ....	33

Figura 20 – Classificação dos possíveis tipos de usinas híbridas de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética. (EPE, 2018c), adaptado. ....	37
Figura 21 - Fluxograma da metodologia utilizada – parte 1. *Possíveis localidades limitadas de acordo com metodologia explicada posteriormente. ....	38
Figura 22 - Fluxograma da metodologia utilizada – parte 2. ....	38
Figura 23 - Janela de opções da função Parametrics. Fonte: SAM. ....	40
Figura 24 - Mapa de velocidade média anual do vento a 100 m de altura para o estado do Rio Grande do Norte. A marcação em preto corresponde a cidade de Macau. Fonte: (AMARANTE; SILVA; FILHO, 2003), adaptado. ....	44
Figura 25 - Média horária para os meses de Janeiro, Fevereiro e Março dos anos de 2012 a 2017, para a região do Rio Grande do Norte. ....	45
Figura 26 - Mapa de radiação direta normal do estado de Pernambuco. Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, 2017, Adaptado. ....	53
Figura 27 - Classificação dos fluidos quanto a curva de saturação de vapor no diagrama T-s. (CHEN; GOSWAMI; STEFANAKOS, 2010) Adaptado. ....	54
Figura 28 - Curva de carga horária do Nordeste em um dia qualquer do mês de maio de 2018. Fonte: ONS, 2019. ....	58
Figura 29 - Velocidade média diária de todos os meses do ano, obtidos a partir do tratamento de dados da cidade de Macau para a altura de 150 m. ....	61
Figura 30 - Velocidade média diária de todos os meses do ano, obtidos a partir do banco de dados Acompanhamento de Medições Anemométricas. ....	61
Figura 31 - Perfil médio anual de radiação direta normal (laranja) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia. Fonte: SAM adaptado. ....	63
Figura 32 - Permanência do recurso solar ao longo do ano. Fonte: SAM, adaptado. ....	63
Figura 33 – Histograma do recurso eólico ao longo do ano. Fonte: SAM, adaptado. ....	64
Figura 34 - Curva de potência da turbina eólica Gamesa G114. Fonte: SAM, adaptado. ....	74
Figura 35 - Quadro de despacho padrão do SAM. Fonte SAM. ....	76
Figura 36 - Despacho adotado para simulação final. Fonte: SAM. ....	76
Figura 37 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Janeiro, Fevereiro e Março (verão). ....	78
Figura 38 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Abril, Maio e Junho (outono). ....	79
Figura 39 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Julho, Agosto e Setembro (inverno). ....	80
Figura 40 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Outubro, Novembro e Dezembro (primavera). ....	81

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Quadro sobre as principais considerações sobre os tipos de usina. Fonte: (EPE, 2018b), adaptado.....	11
Tabela 2 - Tabela resumida com resultados do índice de correlação de Pearson. Fonte: (PERON, 2017), adaptado. ....	43
Tabela 3 - Coeficientes indicados para o perfil exponencial de velocidade de ventos. Fonte: (WEBMET, 2019a). ....	47
Tabela 4 - Categorias de estabilidade P-G de acordo com o modelo SRDT. Fonte: (WEBMET, 2019c). ....	48
Tabela 5 - Categorias de estabilidade P-G de acordo com o modelo de Turner noturno. Fonte: (WEBMET, 2019b). ....	48
Tabela 6 - Fatores de forma e de escala para a cidade de Macau, RN. Fonte: (BARBOSA et al., 2004), adaptado. ....	50
Tabela 7 - Índices de correlação para as combinações do recurso solar, recurso eólico e a demanda da região Nordeste. ....	64
Tabela 8 - Principais resultados obtidos com a primeira simulação (sem armazenamento térmico) da planta heliotérmica através do System Advisor Model. ...	69
Tabela 9 - Principais resultados obtidos com a segunda simulação (com armazenamento térmico) da planta heliotérmica através do System Advisor Model. ...	69
Tabela 10 - Principais resultados obtidos com a primeira simulação da planta eólica através do System Advisor Model. ....	71
Tabela 11 - Parâmetros de entrada para aplicação da otimização no SAM.....	72
Tabela 12 - Definição de ordem e peso das variáveis de saída da otimização para planta CSP. ....	72
Tabela 13 - Variáveis de saída com menor resultado de acordo com a análise. ....	73
Tabela 14 - Principais resultados obtidos com a primeira otimização da planta heliotérmica através do System Advisor Model. ....	73
Tabela 15 - Resultado da escolha da turbina - diferença entre o modelo mais adequado e o menos adequado.....	74
Tabela 16 - Principais resultados obtidos com a primeira otimização da planta eólica através do System Advisor Model. ....	74
Tabela 17 - Índices de correlação calculados para as produções das plantas CSP, eólica e combinada em relação à demanda de energia elétrica proposta.....	84

## Sumário

1. Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos .....	5
1.2.1 Objetivo Geral.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos .....	5
2. Revisão Bibliográfica .....	6
3. Referencial Teórico.....	16
3.1 Tecnologia Eólica.....	16
3.2 Tecnologia Solar Concentrada.....	26
3.3 Armazenamento de Energia .....	32
4. Metodologia .....	35
4.1 System Advisor Model .....	39
4.2 Desenvolvimento .....	41
4.2 Simulação .....	59
5. Resultados.....	65
5.1 Resultados Parciais .....	65
5.2 Otimização .....	72
5.3 Resultados Finais e Discussões .....	77
6. Conclusão.....	84
7. Referências Bibliográficas .....	88

# 1. Introdução

## 1.1 Motivação

A evolução industrial de um país ou setor está diretamente ligada à quantidade de energia elétrica consumida. Essa afirmação abre espaço para o debate sobre o custo do desenvolvimento em contra partida das fontes de produção utilizadas para gerar essa eletricidade necessária e a eficiência dos processos envolvidos. Após a primeira revolução industrial o uso de energia elétrica era em grande parte proveniente da matriz fóssil, onde não existia nenhuma preocupação com relação ao seu esgotamento e seu consumo era descontrolado, com máquinas e processos de baixa eficiência. A ideia de dependência do combustível fóssil não parecia incomodar, até que a famosa crise do petróleo, em 1973, abalou o mundo e a forma de pensar sobre consumo e geração de energia. Portanto, fez-se necessário pensar sobre alternativas e otimizações daqueles combustíveis e processos já existentes. Após a crise, as bandeiras sobre produção de energia elétrica por fontes renováveis e eficiência dos processos foram levantadas com objetivo de melhor utilização da energia disponível, pois o crescimento industrial deveria continuar com melhor gerenciamento dos recursos. Durante essa trajetória em direção ao consumo consciente de energia elétrica, as fontes renováveis surgem como uma saída ao esgotamento do combustível fóssil e desde então não saíram mais do escopo da matriz energética da maioria dos países. A transição energética em direção às matrizes renováveis é um caminho sem volta – é possível notar as políticas ao redor do mundo e diferentes estratégias para alcançar a geração menos poluente e mais eficiente.

Após anos de estudos e avanços, hoje tem-se que aproximadamente 25% de toda energia elétrica produzida mundialmente vem de fontes renováveis, podendo chegar a 40% em 2040 de acordo com o *World Energy Outlook 2018* (IEA, 2018). Nesse aspecto, o Brasil é um país rico com uma variedade de geração “limpa” energética composta de aproximadamente 64% de fontes hidráulicas, 9,1% de fontes eólicas e 1,2% de fontes solares – entretanto a produção pelo uso de usinas termoelétricas chega a 26,12% (BIG, 2019). A Figura 1 indica com mais detalhes quais são as fontes geradoras e a distribuição da energia elétrica produzida.

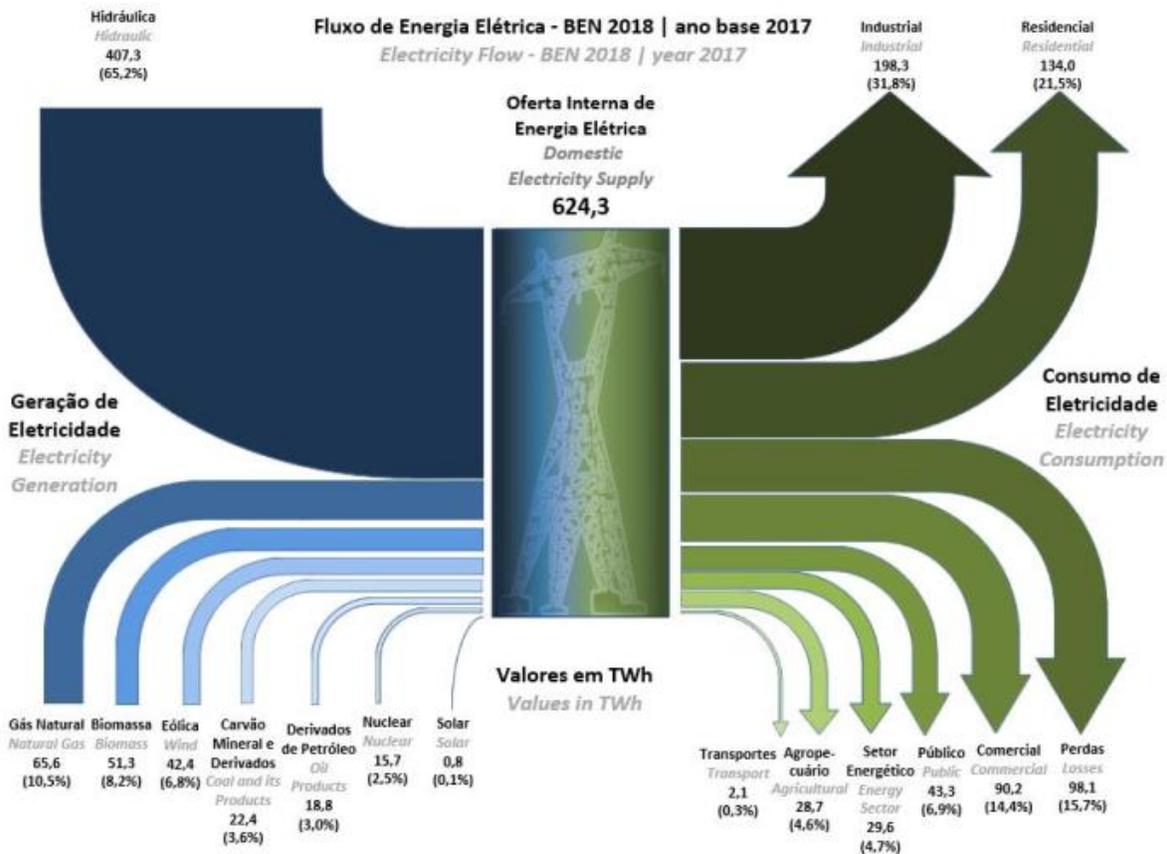


Figura 1 - Fluxo de energia elétrica do Brasil (ano base 2017). Fonte: (EPE, 2018a).

Dominantes na matriz nacional, as grandes hidrelétricas começaram a “dividir espaço” com parques eólicos e algumas usinas solares. Recentemente, a descentralização da geração elétrica no Brasil associada à crise energética e à mudança climática motivaram a academia na procura de novas fontes renováveis de energia, em processos mais eficientes e menores impactos ambientais (GUERRA et al., 2014). Inclusive, esses dois temas podem estar diretamente relacionados, como mostra uma parte do estudo de Turconi et al. (2013). Essa possível conexão deve ser estudada com a devida atenção, pois o aumento de demanda energética leva a maior demanda na produção e caso a matriz de geração seja poluente e/ou tenha processos ineficientes, como principal consequência a falta de energia elétrica levará à produção por meios mais rápidos e poluentes (ex.: termelétricas), deixando a matriz energética cada vez mais suja. Entretanto, por maior que seja o objetivo de aumentar a eficiência de processos, é preciso fazer uma regulamentação sobre o assunto. Em 2016, o Brasil contava com menos de 10% da produção primária de energia elétrica com políticas obrigatórias de

eficiência (IEA, 2016a). Esse tema é relevante pelo fato de que o crescimento populacional implica diretamente no maior consumo de eletricidade – se os processos não se tornam regulados e mais eficientes, a demanda e a produção vão crescer proporcionalmente. Porém, se os processos são modificados, a produção pode crescer em um fator menor que a população, permitindo adequações de consumo ao longo do tempo e novas políticas para o setor. O tema eficiência é citado em diversos relatórios energéticos (BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, 2016; IEA, 2016b, 2016c; IRENA, 2017a, 2017b) e grande ênfase é dada em processos de produção de energia elétrica. De acordo com (IEA, 2016c), a América Latina tem no indicador “eficiência energética” o maior potencial para reduzir as emissões de gases do efeito estufa (GHG – *Greenhouse Gases*) – o Brasil, por sua vez, para produzir 1 MWh emite 2,3 vezes menos CO<sub>2</sub> que o europeu e 2,9 vezes menos que o americano (EPE, 2018a).

Assim como em outras fontes de geração, pesquisadores começaram a transformar os aspectos negativos de cada tecnologia em oportunidades de crescimento. Os perfis de produção genéricos da fonte eólica e solar mostram um déficit em determinados períodos do dia, mas será que se colocados de forma sobreposta tendem a ser complementares? Essa é uma das três perguntas principais do trabalho de Hoicka e Rowlands (2010) que pode ser respondida com o estudo da análise de complementariedade dos recursos eólico e solar – capacidade de dois ou mais recursos apresentarem disponibilidade energética complementar no tempo (EPE, 2017).

O relatório BP Energy Outlook (2019) destaca um desafio: mais energia e menos carbono. O desafio é ligado diretamente a produção mais eficiente e a busca por fontes com menor emissão de poluentes. O estudo conhecido como Análise do Ciclo de Vida aborda de forma completa as emissões de CO<sub>2</sub> desde a exploração da matéria-prima até o decomissionamento da planta de geração – a presente dissertação não explora o assunto, porém, a título de conhecimento, um estudo publicado em 2014 pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* intitulado “*Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*” (BRUCKNER et al., 2014) utilizando essa metodologia demonstrou valores aproximados de emissão no intervalo de 7 – 89 g CO<sub>2</sub> eq/kWh para a tecnologia de energia solar concentrada (CSP – *Concentrated Solar Power*) e 7 – 56 g CO<sub>2</sub> eq/kWh para energia eólica. Em comparação com a média global de emissão direta no uso do

carvão, o maior valor de emissão da tecnologia CSP não chega a ser 10%. Os resultados do estudo são aproximados e diversos fatores, tais como onde a planta será construída, de onde vieram os componentes, tipo de mão de obra e máquinas utilizadas devem ser levados em consideração para uma análise mais assertiva. Mesmo assim, essas indicações já mostram que o caminho das fontes renováveis é uma das soluções para a crise energética do mundo.

A geração de energia elétrica através das matrizes eólica e solar são bem conhecidas e estudadas de forma individual. Os ventos sopram em qualquer horário do dia, mas o sol tem hora para nascer e se por. As tecnologias embarcadas em estações anemométricas e solarimétricas permitem fazer o mapeamento de direção, a velocidade de ventos e os índices de radiação solar, considerados os parâmetros básicos para geração eólica e solar. Sabe-se que outros fatores influenciam na produção de eletricidade, mas com esses dados iniciais é possível ter uma curva base de produção da tecnologia escolhida ao longo do dia. Entretanto, por mais avançados que sejam os modelos de medição e previsão sobre os recursos naturais, eles ainda são dependentes do tempo e clima com variações em escalas de tempo que podem ser de minutos, horas, sazonais e até mesmo anuais (JEREZ et al., 2013). A sazonalidade dos recursos implica na flutuação na geração de energia elétrica pelas fontes eólica e solar, que poderia ser considerado um aspecto negativo se a matriz geral de geração não possui diversidade.

A ideia de combinação de duas ou mais fontes para geração é um tema que vem crescendo nos últimos anos. Adolfo Rebollo, CEO da Ingeteam (empresa que tem grande parte dos inversores instalados nos maiores estádios de futebol do Brasil) considera que no ano de 2019 o foco será no desenvolvimento de tecnologias para melhor integração das diferentes fontes de geração com o grid e entre elas mesmas como forma de hibridização (GWEC, 2019). Recentemente foi realizado o workshop "Usinas Híbridas no SIN", organizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), reunindo mais de 90 participantes, com a missão de nivelar conceitos sobre usinas híbridas por meio de apresentações e debates entre os diferentes agentes do setor (EPE, 2019). Esse encontro também foi a base para a terceira publicação técnica da EPE sobre o tópico usinas híbridas intitulado "Usina Híbridas no Contexto do Planejamento Energético" (pode ser encontrado para *download* no site da EPE com referência: EPE-DEE-NT-

029/2019-r0). Brevemente, o relatório tem como objetivo resumir os temas abordados ao longo dos anos sobre geração de energia através de fontes híbridas, explorando os desafios que a hibridização apresenta, sempre focado nas políticas nacionais.

Considerando as argumentações apresentadas, percebe-se a necessidade de pesquisa na área de energias renováveis. Mais ainda, a procura pelo melhor aproveitamento de recursos naturais direciona os esforços para a otimização na geração por mais de uma fonte renovável. Diante disso, alguns questionamentos podem ser levantados, entre eles:

- a) Como avaliar se o uso do recurso eólico-solar é viável?
- b) Existe um único padrão de despacho entre as fontes geradoras que modela a demanda ao longo do ano?

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

A presente dissertação tem como objetivo geral otimizar através de simulação computacional a produção elétrica de plantas eólica e solar, quando combinadas para atender a demanda elétrica da região Nordeste do Brasil.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Estabelecer uma metodologia para seleção das localidades na região Nordeste;
- b) Verificar a disponibilidade do recurso eólico e solar nos locais escolhidos;
- c) Simular as plantas CSP e Eólica de acordo com as localidades escolhidas; e
- d) Otimizar os resultados obtidos com a combinação das plantas eólica e solar para que produção de energia elétrica seja o mais compatível com a demanda de carga da região Nordeste do Brasil.

Para cumprir os objetivos propostos, primeiramente é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o assunto de geração combinada. Em seguida, tem-se o referencial teórico com as duas tecnologias abordadas, eólica e solar concentrada. A partir desse contexto, a metodologia de simulação apresenta de forma sucinta o *software System*

*Advisor Model* (SAM) e então desenvolvem-se os modelos adotados. Após, os resultados parciais e otimizados são apresentados, seguidos dos resultados finais e comentários. Por fim, espera-se com a conclusão de obter um parecer positivo sobre o sistema de geração combinado.

## 2. Revisão Bibliográfica

As propostas de geração de eletricidade por mais de uma fonte apresentadas ao redor do mundo seguem uma tendência forte do uso de tecnologia eólica e solar fotovoltaico (PV, do inglês *photovoltaic*). Stoyanov et al. (2015) mencionou que estudos sobre combinação desses dois recursos começou em 1981 por Aspliden, na região dos Estados Unidos. Com o passar dos anos, as pesquisas se espalharam mundialmente e não somente limitado à combinação entre solar e eólico. Sahin (2000) fez um estudo sobre a complementariedade dos recursos eólico e solar na região de Dhahran (Arábia Saudita). Os dados coletados e apresentados aparentam ser rústicos, com medições de velocidade de vento a 10 metros de altura (sem mencionar se a direção foi coletada). Contudo, os resultados mostraram a comparação de produção de energia elétrica pelas fontes individualmente (eólico e PV) e de forma combinada, comprovando o resultado positivo de hibridização. Hoicka e Rowlands (2010) fizeram um estudo para responder a três questões principais sobre a combinação dos recursos eólico e solar para geração de energia elétrica. A fonte de dados utilizada foi o *Environment Canada's Canadian Weather Energy and Engineering Data Sets*, com histórico de 53 anos dos dois recursos. Foram escolhidas quatro localidades em Ontario, especificamente mais ao sul da província do Canadá. O resultado comprova que a combinação entre as fontes eólica e PV ajuda a suavizar a flutuação da produção de eletricidade. Os autores também concluíram que não existe benefício ou perda em ter a produção solar em um local e a eólica em outro em comparação com a produção conjunta no mesmo local, desde que eles funcionem da mesma forma para abastecer a rede de energia elétrica. Uma observação sobre esse artigo é que não foram feitos estudos econômicos, portanto os possíveis benefícios de compartilhamento de terra, documentação e instalações não influenciaram a conclusão. Jerez et al. (2013) apresentou um método de teste para encontrar a melhor combinação entre os recursos eólicos e solares na região da

Península Ibérica (formada pelos países de Espanha, Portugal, o Principado de Andorra, a Alta Cerdanha, região sul francesa; e o Gibraltar que pertence ao território britânico). Os resultados mostraram que seria possível obter uma estabilidade na produção anual de energia elétrica quando combinadas as duas fontes e que a performance seria melhor que os sistemas isolados. Os autores Sinha e Chandel apresentaram dois trabalhos – o primeiro deles com um resumo dos *softwares* utilizados para simulação de plantas híbridas (*Review of Software Tools for Hybrid Renewable Energy Systems*, 2014) e o segundo é um estudo da arte de metodologias para projeto e otimização de plantas híbridas eólica e solar fotovoltaico (SINHA; CHANDEL, 2015). Nesse, os autores mencionaram diversos estudos em uma tabela explicativa com o tipo de sistema estudado, os tópicos abordados e os resultados/destaques. Em outra tabela os autores apresentaram a comparação entre os métodos de otimização de plantas híbridas, específicas eólica e PV. A conclusão foi que não existe um método soberano, entretanto aqueles que integram inteligência artificial seriam mais adequados.

Petrakopoulou (2016) apresentou em seu estudo três cenários híbridos renováveis para geração e auto sustentação em uma ilha Grega, sendo eles (a) CSP com armazenamento + eólico + bateria, (b) eólico + PV + bateria, e (c) eólico + PV + sistema de hidrelétrica reversível. A análise econômica mostrou que o segundo caso é aquele com menor custo normalizado de energia. O artigo mencionou os principais países com geração por fontes renováveis de energia elétrica em ilhas, tais como em Portugal, Turquia e Dinamarca, onde a Ilha de Samsø tem sua geração completamente da fonte renovável. A autora também citou o trabalho de Ribeiro et al. (2010), que desenvolveu um estudo sobre um caso real de micro grid isolado com geração através da combinação entre eólica e PV, com gerador a diesel de *backup*. O sistema opera desde 2008 levando eletricidade às famílias da região de Ilha dos Lençóis, no Maranhão. Apesar dos recursos naturais abundantes e os recentes avanços na tecnologia eólica, a maioria dos projetos pilotos de usinas híbridas no Brasil são a combinação de tecnologia fotovoltaica e hidráulica.

Mesmo com o direcionamento de projetos na área de hibridização para sistemas tipo eólicos e solares fotovoltaicos, a presente dissertação apresenta a hibridização (ou

associação) da energia eólica com a energia solar concentrada. A escolha desse tipo de energia solar se baseia no fato de que essa tecnologia permite um armazenamento térmico de longa duração, podendo atuar fortemente contra flutuações, em períodos de alta demanda e especialmente no caso de cortes de geração, os chamados *curtailments*. O *curtailment* pode ocorrer por duas causas principais: restrição ou falta de acesso a rede elétrica e/ou excesso de injeção no sistema. Brookfield (2018) expõe que em geral, como o tempo de construção das fontes renováveis é inferior ao necessário para expansão da transmissão, hoje já são observadas restrições ao escoamento da energia elétrica produzida pela matriz eólica. O estudo também comenta que em diversos países já existem políticas que visam a redução do *curtailment*, com resultados reais em países como Estados Unidos e China. No caso de possível excesso de geração, a produção elétrica que seria injetada na rede pode ser direcionada para armazenamento e pode ser usada em períodos de baixa produção, caso a complementaridade de recursos não esteja sendo suficiente.

Kost et al. (2011) fez uma abordagem regional sobre o possível uso de CSP e eólica. A combinação não seria necessariamente uma única planta híbrida, mas a associação de diversas plantas na região denominada MENA (Oriente Médio e África do Norte). Vick e Moss (2013) fizeram o estudo de uma planta CSP e eólica na região do norte do Texas, EUA. Em seu artigo são citados outras duas referências de estudos nos Estados Unidos (Reichling e Kulacki, 2008; e Vick and Clark, 2006) com resultados semelhantes sobre a complementariedade dos recursos naturais eólico e solar. Os autores escolheram quatro cidades de referência da região para recolher os dados anemométricos e solarimétricos. A potência de saída foi fixada em 100 MW e foram escolhidas as seguintes porcentagens de eólico/CSP para comparações: 25/75, 33/67, 50/50, 67/33 e 75/25, respectivamente – a razão que melhor atendeu a demanda foi a de 67/33. Na segunda etapa do estudo, os autores escolheram a configuração de 67/33 (com adição do armazenamento de 6 horas na parte CSP) para outras comparações com os cenários de: somente eólico, somente CSP e somente CSP com 6 horas de armazenamento. O resultado final mostrou que a planta híbrida com armazenamento teve o melhor desempenho em atender a demanda diária de energia elétrica. Santos-Alamillos et al. (2014) apresentaram um estudo sobre a combinação dos recursos eólicos

e solares, analisando as vantagens espaciais-temporais entre os dois. A região escolhida é de Andalusia, na Espanha e a tecnologia solar é a concentrada solar. Os autores também exploraram os benefícios do armazenamento térmico para a planta CSP. Em sua análise, foram utilizados os métodos de análise de correlação canônica e análise de componente principal. Os resultados apresentados mostram que de forma geral a combinação é positiva, reduzindo em até um terço as flutuações de produção durante o dia. Petrakopoulou et al. (2016) fizeram um estudo de caso de uma planta híbrida (sistema isolado) baseada em recursos naturais para a ilha de Skyros, na Grécia. As tecnologias escolhidas foram a concentrada solar com 14 horas de armazenamento térmico e eólica com bateria. O estudo teve como base uma análise de exergia do sistema a nível componente e na simulação da planta utilizou-se o *software* Epsilon Professional. O resultado mostrou um valor de custo normalizado de energia abaixo do atual da ilha (utilizando apenas um gerador a diesel). Ayadi e ALSalhen (2018) simularam e otimizaram uma planta híbrida eólica-CSP com armazenamento térmico, utilizando o *software* TRNSYS 17. A condição de otimização foi baseada em minimizar o custo normalizado de energia e obter um fator de capacidade maior que 65%. As variáveis para otimização escolhidas foram o múltiplo solar e o tamanho do armazenamento térmico. Os dados sobre os recursos naturais mostraram grande complementariedade na Jordânia, país escolhido. Os resultados obtidos após a otimização especificaram a melhor configuração como uma planta CSP com cinco horas de armazenamento e um múltiplo solar de 2,6. O fator de capacidade atingiu incríveis 94% e o valor do custo normalizado de energia foi menor do que em comparação com a planta CSP mais armazenamento sozinha.

De modo geral, os estudos mencionados acima relatam benefícios diretos na suavização da curva de produção ao longo dia e na redução do custo normalizado de energia (LCOE – *Levelized Cost of Electricity*) no uso de plantas híbridas. De acordo com (EPE, 2017, 2018b, 2019; GWEC, 2019) essa redução está ligada com os seguintes fatores:

- a) Melhor uso da capacidade da rede de transmissão e/ou distribuição: diminuição do tempo ocioso do sistema pelo dimensionamento correto e previsão adequada de geração de forma complementar nas usinas;
- b) Otimização da área disponível;
- c) Sinergias de logística e planejamento de implantação: compartilhamento de custos de implantação, mão de obra, obras específicas, etc. - Estimativa de redução de custo de investimento inicial (CAPEX) de 10 a 15% para usinas híbridas (Frederico Vidigal – Enel Green Power);
- d) Sinergias operativas: compartilhamento de custos de operação e manutenção - Redução do custo de operação (OPEX) de 20 a 25% para usinas híbridas (Frederico Vidigal – Enel Green Power); e
- e) Redução dos custos da empresa geradora com tarifas de uso de rede.

Porém, a realidade de implantação dessas plantas no Brasil de forma comercial ainda possui alguns desafios. Já em 2018, o segundo relatório técnico da EPE (EPE, 2018b) resumiu os principais desafios, mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Quadro sobre as principais considerações sobre os tipos de usina. Fonte: (EPE, 2018b), adaptado.

■ BENEFÍCIOS    ■ LIMITAÇÕES    ■ RECOMENDAÇÕES

	Considerações e alterações possíveis para cada caso:		
	Usinas adjacentes (A)	Usinas associadas (B)	Usinas híbridas (C)
Aumento do fator de capacidade	Não	Sim, ao considerar a geração conjunta.	Sim
Redução da ociosidade do sistema de transmissão	Não	Sim	Sim
Otimização de uso de terra e operação:	Sim	Sim	Sim
Curtailment elétrico	Não	Sim, a capacidade do sistema de transformação/ conexão é menor que a somadas potências nominais	Não, a integração de fontes ocorre antes (ou junto com a) da conversão em energia elétrica. Possível desotimização da fonte primária.
Possíveis combinações tecnológicas	Virtualmente quaisquer	Algumas combinações podem não fazer sentido economicamente	Apenas combinações que compartilhem equipamentos de geração
Permitir a contratação de MUST/MUSD inferior à capacidade total instalada.	Não é necessária	Necessária	Não é necessária
Criação de regras específicas para usinas com combinação de fontes.	Não é necessária	Sim - a depender da tecnologia	Sim - a depender da tecnologia

Em 2019, no workshop realizado pela EPE sobre usinas híbridas dois pontos foram unânimes: contratação do MUSD/MUST (Montante de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão) e cálculo da garantia física. O primeiro deles controla a quantidade de contratação de distribuição e transmissão, sempre com valor mínimo igual à potência instalada menos a carga própria – Fernando Elias, chefe de comercialização e regulação na Casa dos Ventos, afirmou no *workshop* que o ponto forte do sistema híbrido é o compartilhamento de transmissão. O questionamento sobre o método atual de contratação não ser aplicável para as usinas híbridas se baseia no fato de que a contratação híbrida seria a soma das capacidades instaladas, não resultando em vantagem da união. Ainda mais, o fato de as usinas gerarem 100% do tempo a capacidade instalada é mínima, portanto o sistema como um todo estaria super-contratado e sem possibilidade de fornecer a capacidade total. O outro lado da moeda é

a contratação com valor inferior à capacidade instalada das duas usinas, com chances de geração acima do contratado – nesse caso a empresa geradora deve pagar multa ou fazer o corte de geração, chamado de *curtailment*. Brookfield (2018) faz uma crítica à política adotada pela ONS para cortes de geração em sistemas eólicos e que provavelmente se aplicaria às usinas híbridas. O segundo relatório técnico da EPE (EPE, 2018b) também comenta sobre o tema, pontuando que hoje qualquer usina que forma a planta associada ou híbrida pode “competir” para quem injeta mais potência e quem fica com corte de geração. Para que não haja esse tipo de situação, é sugerido que os empreendimentos sejam do mesmo dono, assim ele mesmo pode fazer o gerenciamento dos cortes. Hoje, a questão do *curtailment* no Brasil poderia seguir os mesmos passos da política na China. Por se tratar do país que mais investe em produção de energia elétrica através de fontes renováveis, existe um déficit de capacidade de escoamento para outros subsistemas, que está em fase de aprimoramento. Além disso, o Brasil tem um dos maiores índices do mundo de penetração da produção por energia eólica no Nordeste. Segundo Brookfield (2018), enquanto a participação média mundial de usinas eólicas na matriz energética é de 20%, a participação no Nordeste foi de 30% em 2016 e a expectativa é que alcance 57% até 2020.

Em meio a essas definições, o cálculo da garantia física é de extrema importância, pois ele definirá o que de fato será entregue. Hoje, a definição do cálculo é definido pelo Ministério de Minas e Energia como: “no caso das Usinas Solares Fotovoltaicas, o cálculo da garantia física será com base no P50, ou seja, deverá ser considerada uma produção anual de energia elétrica certificada, referente ao valor anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento. Já a garantia física das usinas eólicas será definida a partir do P90. Assim, a produção anual de energia elétrica certificada, considerada no cálculo da garantia física, deverá considerar o valor anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento.”

Passos em direção à regulação já foram dados, como por exemplo o Projeto de Lei do Senado 107/2017, proposto por Senador Hélio José que busca incluir, no ambiente de contratação regulada, processos licitatórios de energia elétrica produzida em empreendimentos com mais de um tipo de fonte de geração (Senado Federal, 2019).

O último estado divulgado no site oficial do Senado mostra que a matéria está com a relatoria, no dia 24/04/2019. Outro destaque é a consulta pública da ANEEL sobre o tema “adequações regulatórias decorrentes da instalação de usinas híbridas” (Agenda Regulatória 2019-2020, nº 66) Prevista originalmente para o ano de 2018, foi adiada para o primeiro semestre de 2019 (ANEEL, 2019). A expectativa é de que as regras sobre as usinas híbridas sejam definidas e estejam alinhadas com os principais agentes do setor. Como mencionados anteriormente, os pontos positivos dessa tecnologia permitirão que o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possam ter mais flexibilidade para superar um possível risco associado às secas, já que hoje o país depende da matriz hidráulica.

Tão importante quanto a regulação de mercado é o preço do custo normalizado de energia. A redução do LCOE está diretamente ligada com os desenvolvimentos tecnológicos, escalabilidade da planta, recursos naturais e flexibilidade do grid. A Figura 2 mostra que o caminho já está traçado – as duas tecnologias apresentam resultados positivos nesse aspecto.

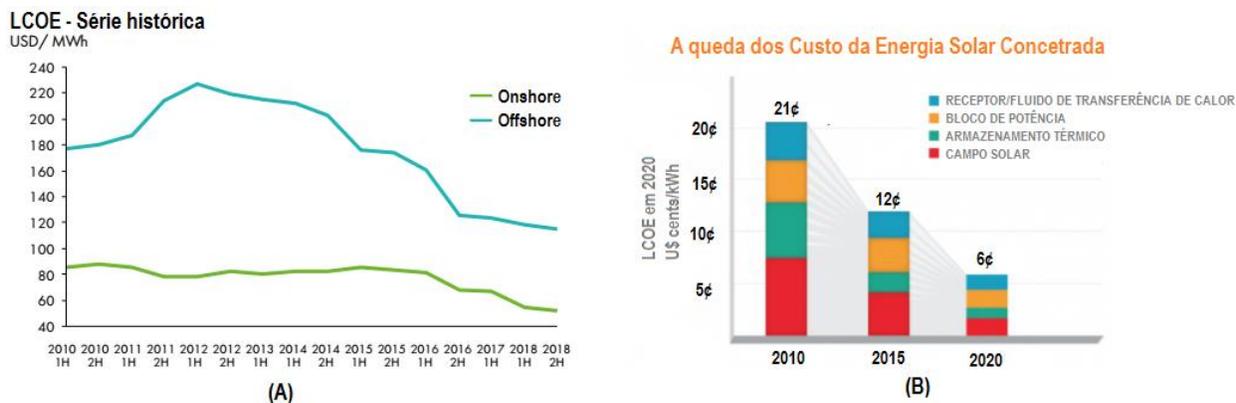


Figura 2 – (A) Série histórica de LCOE para tecnologia eólica. Fonte: (GWEC, 2019), adaptado. (B) Redução prevista no custo da tecnologia CSP, separado por blocos. Fonte: (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2019), adaptado.

Outro ponto que ajuda a baixar o LCOE são os leilões de energia. A Figura 3 mostra as potências cadastradas nos leilões tipo Energia Nova A-6 e A-4. A nomenclatura do leilão é do tipo A-X, sendo A o ano do início do suprimento e X o número de anos antes. O grande número de projetos cadastrados faz com que os preços sejam

menores a cada ano. Hoje, existem três tipos principais de leilão no Brasil: energia existente, energia nova e fontes alternativas. Seguindo na linha de regulamentação do setor híbrido, espera-se uma abertura de leilão na categoria híbrido.

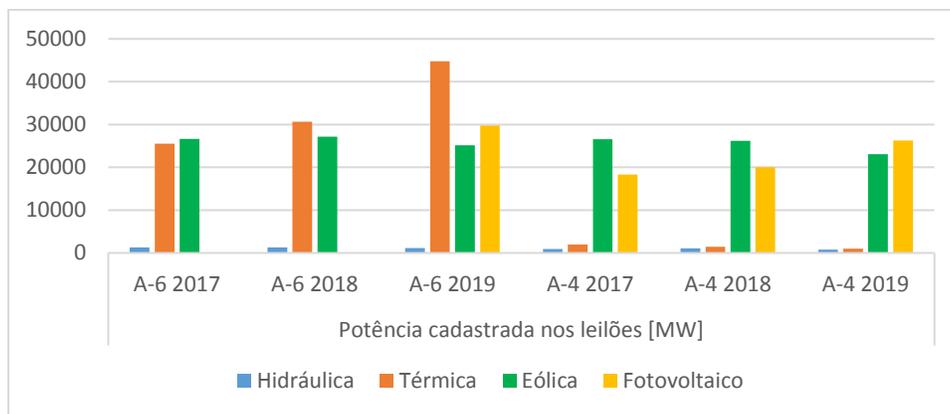


Figura 3 - Discretização das potências cadastradas nos leilões no Brasil. Fonte de dados: Empresa de Pesquisa Energética.

A flexibilidade do grid pode ser definida de várias formas. O relatório *Planning for the Renewable Future* (IRENA, 2017a) traz uma revisão sobre algumas definições em torno do assunto e com base no fato de a flexibilidade ter três categorias: estabilidade, balanço e adequação. De modo geral, o sistema de produção de energia elétrica deve atender às variações na curva líquida de demanda e oferta em intervalos horários e mensais, mantendo o nível seguro de fornecimento e sendo capaz de se recuperar rapidamente após picos. O chamado *ramp-in response* do sistema de potência é a velocidade de fornecimento, que deve ter baixos custos de ligar e desligar. O aumento da flexibilidade permite maior penetração das fontes renováveis, como mostra o estudo de Denholm e Mehos (2014). Os autores simularam os benefícios que uma planta de energia solar concentrada com armazenamento térmico traria para a flexibilidade do grid, permitindo que picos e vales de geração fossem compensados pela dinâmica do armazenamento térmico, mostrado na Figura 4.

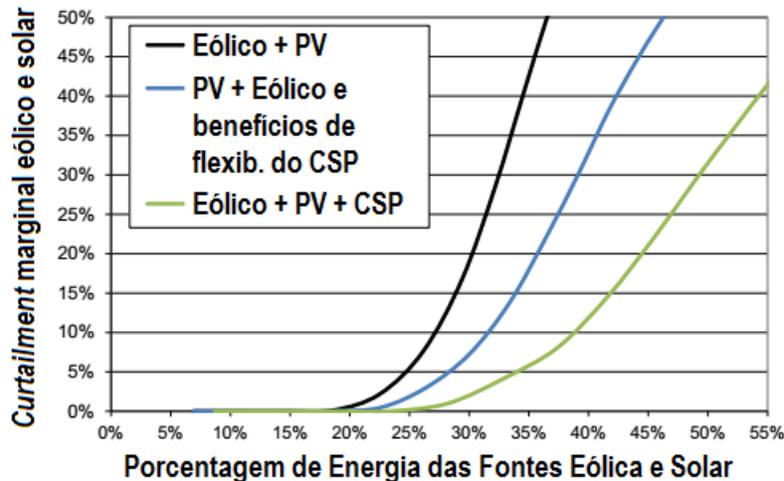


Figura 4 - Comparação do *curtailment* de acordo com a penetração das fontes eólica e solar. Fonte:(DENHOLM; MEHOS, 2014), adaptado.

Sioshansi e Denholm (2012) apresentam um relatório que tem como objetivo estudar os benefícios de ter uma planta eólica e uma solar concentrada com armazenamento próximas o suficiente para compartilhar a linha de transmissão. O ponto sensível do estudo é a troca entre o valor máximo de produção e o custo de desenvolvimento da linha. O estudo foi dividido em duas partes – na primeira é utilizado o *software System Advisor Model (SAM)* para simulação da planta CSP e na segunda é utilizado um modelo para otimização das receitas das duas plantas. Outro aspecto que os autores destacam são as políticas de operação e transmissão, que algumas vezes estão na contra mão do melhor uso do armazenamento. Por exemplo: o despacho do armazenamento deve ocorrer em períodos de baixos recursos para maximizar o uso da rede de transmissão e prover segurança no fornecimento. Entretanto, esse fornecimento poderia ser atrasado/adiantado para um período em que o preço de venda de eletricidade é maior.

### 3. Referencial Teórico

#### 3.1 Tecnologia Eólica

Toda geração de energia elétrica consiste na transformação de alguma fonte em potência utilizável. De forma simples, a geração através da fonte eólica ocorre através da conversão da energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento) em energia cinética de rotação através dos aerogeradores e posteriormente em energia elétrica através dos geradores. A quantidade de energia disponível no vento varia de acordo com as estações do ano e os horários do dia, pois como é sabido, a movimentação dos ventos é em parte devida à diferença de densidade causada pelo aquecimento do ar. A distribuição de frequência de velocidade e de direção do vento é influenciada por efeitos locais como topografia e a rugosidade do solo (AMARAL, 2011). Essas características podem gerar turbulências indesejadas devido à vegetação que tem impacto direto no perfil de velocidade no escoamento. A Figura 5 mostra a distribuição de velocidades e a distribuição da direção dos ventos para altura de 50 metros para região da Bahia, Brasil. Analisando o gráfico (A), pode-se considerar que naquela região específica, aproximadamente 50% da área possui ventos com velocidade maior ou igual a 5 m/s. O gráfico da parte (B) é chamado de rosa dos ventos – mostra a porcentagem de ventos em determinada direção, ilustrando de forma visual para onde os aerogeradores devem ficar apontados maior parte do tempo.

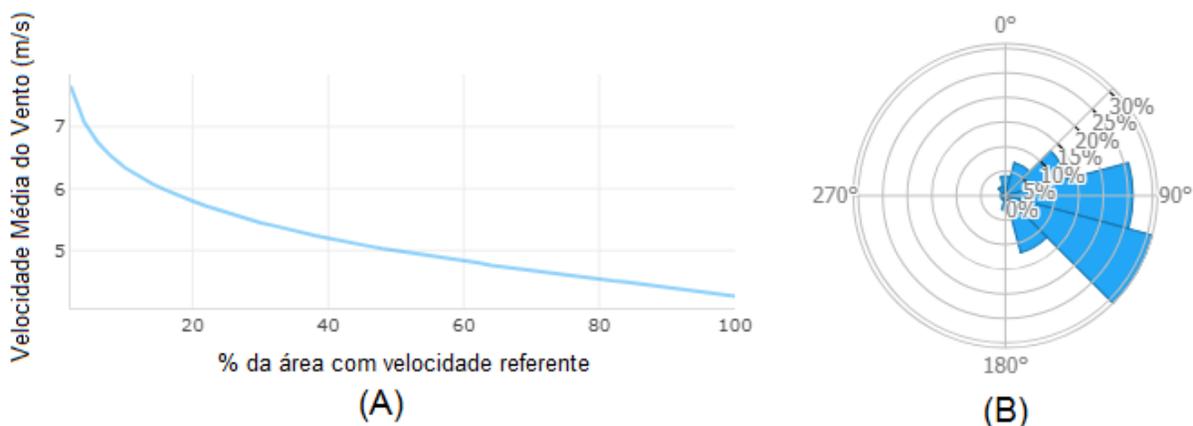


Figura 5 - (A) Distribuição de velocidades na altura de 50 metros para região da Bahia, Brasil. (B) Distribuição da direção do vento na altura de 50 metros para região da Bahia, Brasil. Fonte: <https://globalwindatlas.info/>. Adaptado.

Em números, para viabilizar uma localização é preciso primeiramente que sua densidade seja maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , em uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (Barbosa; Filipe, 2010 apud Grubb; Meyer, 1993). Para se obter uma ideia onde os requisitos mínimos são cumpridos no Brasil, aqui são utilizadas duas fontes de dados – o *Global Wind Atlas (GWA)*, desenvolvido pela parceria entre *Department of Wind Energy at the Technical University of Denmark (DTU Wind Energy)* e *World Bank Group*, e o *Atlas Eólico Brasileiro (Simulações de 2013)*, desenvolvido pela parceria do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Através da plataforma online do GWA é possível verificar o mapa de velocidade de ventos e potencial eólico em três níveis de altura, sendo a de 50 metros mostrada na Figura 6. De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), estima-se 143,4 GW de potência instalável nessas condições.

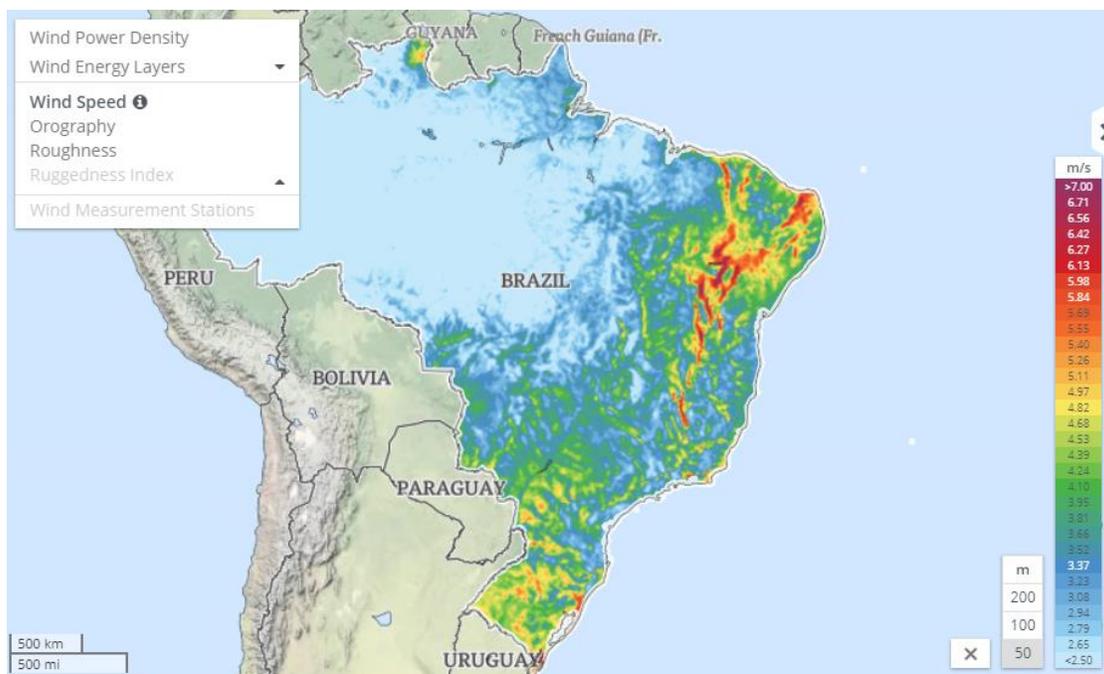


Figura 6 - Velocidade do vento na altura de 50 metros. Fonte: <https://globalwindatlas.info/>.

Geralmente as turbinas eólicas são colocadas em dezenas, formando os chamados parques eólicos. A geometria em que as turbinas estão posicionadas também influencia no desempenho do grupo, pois o efeito causado no escoamento de ar após passar por uma delas gera turbulência que vai aumentando conforme passa pelas outras.

Nota-se na Figura 5 que, naquele caso, a direção dos ventos tem uma distribuição bem agrupada, o que favorece a produção de energia elétrica, pois as turbinas não precisam ficar movimentando-se para alinhamento e o projeto do parque eólico pode ter melhor eficiência. Uma métrica de avaliação de performance de um sistema de produção de energia elétrica que pode ser comparado livremente entre diversas fontes é o fator de capacidade. Por definição, o fator de capacidade “é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a produção total máxima neste mesmo período.” (Glossário do portal [energiaheliotermica.gov.br](http://energiaheliotermica.gov.br)). Portanto, quanto maior o fator de capacidade, maior o aproveitamento da produção.

Os tipos de aerogeradores são baseados no eixo do rotor e no posicionamento em relação ao fluxo de ar. A Figura 7 mostra os dois tipos, sendo eixo vertical e horizontal, com posicionamento das pás a frente da nacela (*up-wind*) ou atrás (*down-wind*). Os mais conhecidos modelos do eixo vertical são do tipo Savonius e do tipo Darrieus, sendo o primeiro muito utilizado em anemômetros.

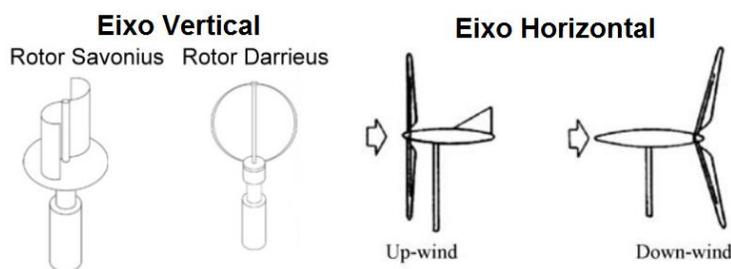


Figura 7 - Tipos de aerogeradores. Fonte: (Manwell; McGowan; Rogers, 2009) & (PORTAL ENERGIA, 2019), adaptado.

A conversão é feita pela geometria das pás e internamente na nacela, mostrada na Figura 8, é onde estão os componentes principais. O *hub*, ou rotor, é o local onde as pás estão fixadas e contam com dois dispositivos de segurança: o *pitch drive* e o *mechanical brake*. O primeiro deles também é um dispositivo otimizador, pois permite que as pás variem os ângulos de acordo com a velocidade dos ventos; e o segundo é um freio mecânico do eixo principal, caso os ventos fiquem muito fortes a ponto de danificar a estrutura. A *gearbox* é a caixa de transmissão, podendo ser direta ou através de multiplicadores. O *generator* é responsável pela transformação de energia cinética de rotação em eletricidade. As turbinas tipo *up-wind* contam com sistema mecânico ativo de

rastreamento de posição para otimizar o fluxo de vento através do *yaw drive* (sistema que controla a orientação da turbina). Turbinas tipo *down-wind* geralmente são passivamente direcionadas. Além dos componentes visíveis, existem os componentes de controle, responsáveis por toda parte eletrônica do funcionamento, com sensores e atuadores, atuando na turbina com as velocidades de *cut-in* (velocidade mínima de funcionamento) e *cut-off* (velocidade máxima de funcionamento). A nacelle é conectada à torre, que por sua vez é fixada ao solo. Rapidamente, somente o projeto de uma turbina envolve os seguintes aspectos básicos (Manwell; McGowan; Rogers, 2009):

- a) Número de pás;
- b) Orientação do rotor – *up-wind* ou *down-wind*;
- c) Material da pá e construção interna;
- d) Projeto do *hub*;
- e) Controle de potência aerodinâmico ou através do pitch das pás;
- f) Velocidade fixa ou variável do rotor;
- g) Alinhamento com fluxo de ar – passivo ou ativo;
- h) Tipo de gerador; e
- i) Tipo de caixa de transmissão.

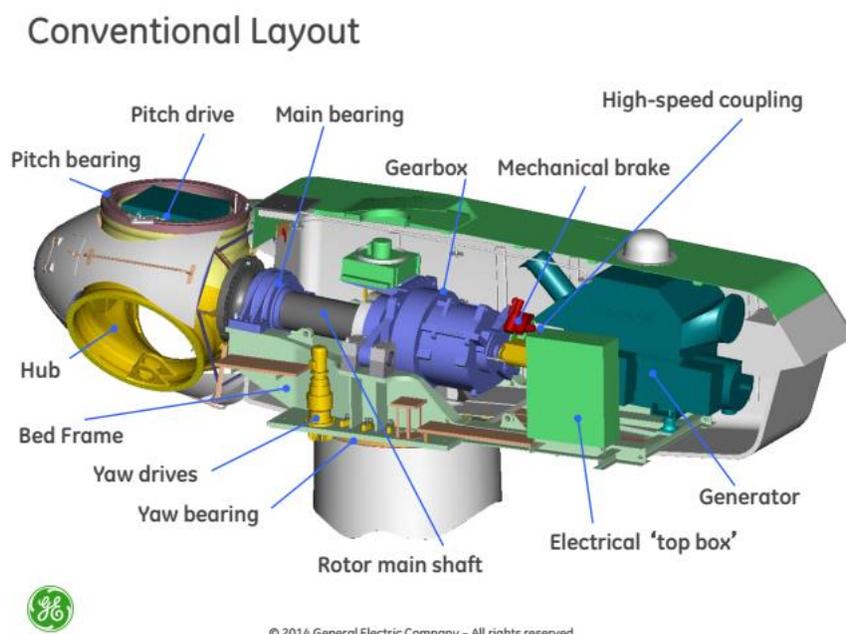


Figura 8 - Layout de uma turbina eólica padrão de eixo horizontal *up-wind*. Fonte: (Riley, 2014).

O projeto da turbina eólica também envolve os parâmetros técnicos dentro de cada subitem apresentado anteriormente. Toda estrutura da turbina eólica é fixada sobre a torre e a mesma no terreno, submetidas a carregamentos. Os carregamentos na torre são forças atuantes devido à geometria da pá e da própria estrutura da torre. A pá de uma turbina eólica tem o perfil aerodinâmico como de uma asa, ou seja, as forças envolvidas são similares, mas com funções diferentes. Por ora, não é do escopo desse trabalho cobrir essa área, portanto cabe a indicação da dissertação Análise Dinâmica de Torres de Energia Eólica (Dellezzopolles Junior, 2011). Trata-se de um estudo sobre a abordagem linear e não-linear do assunto, com revisão bibliográfica de diversos modelos matemáticos que abrangem o conteúdo, sendo uma ótima referência inicial.

A curva de potência de um aerogerador mostra a relação entre a velocidade do vento e a potência produzida, sendo única para cada tipo de turbina, representada na Figura 9. Essas curvas de desempenho apresentam três pontos importantes: a velocidade mínima de funcionamento (*cut-in*), a velocidade nominal e a velocidade de corte (*cut-off*). A curva de potência deve ser alinhada com o perfil de velocidades do vento de determinado local, pois essa distribuição deve ser ideal para que a turbina funcione em velocidade nominal a maior parte do tempo. Possivelmente deve-se evitar velocidades de vento maiores que a velocidade de corte, para preservação da turbina, assim como a velocidade mínima não pode ser muito alta para não perder produção com velocidades mais baixas. Naturalmente que cada turbina é desenhada para uma faixa de velocidades e não é possível abranger todas elas – conclui-se que o estudo do recurso eólico deve ser feito cuidadosamente para melhor paridade com a turbina.

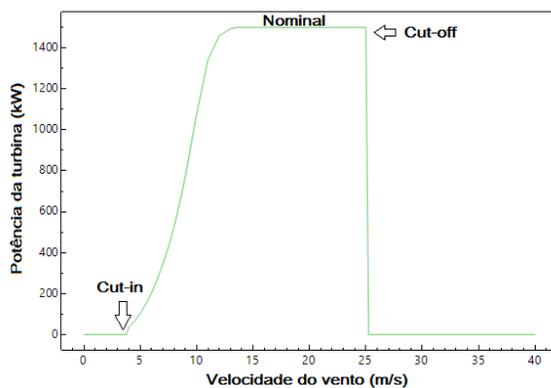


Figura 9 - Curva de Potência turbina GE 1570. Fonte: SAM. Adaptado.

O coeficiente de potência está diretamente ligado à potência da turbina, e essa ligada à quantidade de energia que pode ser extraída do vento. Primeiramente, para determinar a energia no escoamento, considera-se a Eq. (1) de energia cinética de uma massa de ar:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta m}{\Delta t} \cdot U^2, \text{ sendo } \frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot U$$

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3$$
(1)

Onde:

- $P_v$  é a potência média do vento [W];
- $\rho$  é a densidade do ar em determinada altura [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];
- $A$  é a área de varredura do rotor [ $\text{m}^2$ ];
- $U$  é a velocidade média do vento [m/s].

A partir do volume de controle mostrado na Figura 10, assume-se o escoamento com as características de homogêneo, incompressível, em regime permanente, sem arrasto, sem turbulência e um número infinito de pás. As velocidades  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$  e  $U_4$  são do escoamento livre de entrada, de entrada na turbina, de saída da turbina e de escoamento livre na saída, respectivamente.

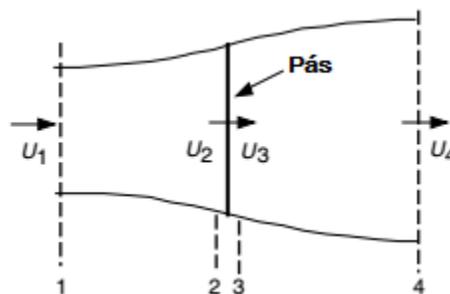


Figura 10 - Modelo unidimensional para potência de turbinas. Fonte: (Manwell; McGowan; Rogers, 2009). Adaptado.

Então aplica-se a conservação de momento linear no volume de controle inteiro. O livro *Wind Energy Explained* (Manwell; McGowan; Rogers, 2009) descreve de forma detalhada como deduzir a Eq. (2) de potência da turbina:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2, \quad (2)$$

onde  $a = \frac{U_1 - U_2}{U_1}$ , chamado de fator de indução axial.

$$U_2 = U_1 \cdot (1 - a) \quad (3)$$

$$U_4 = U_1 \cdot (1 - 2 \cdot a) \quad (4)$$

O coeficiente de potência pode ser expresso pela Eq. (5) com base na potência da turbina e na potência do escoamento livre. A potência do escoamento livre pode ser calculada como a energia cinética de um volume de ar.

$$c_p = \frac{\text{potência da turbina}}{\text{potência do escoamento livre}} = \frac{P_t}{P_v} \quad \therefore \quad c_p = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (5)$$

A partir da Eq. (4) nota-se que com  $a = 0,5$ , a velocidade do escoamento após a turbina é zero e após esse valor a velocidade torna-se negativa, inviabilizando a aplicação dessa teoria. Facilmente pode-se obter o valor máximo do coeficiente de potência, conhecido como Limite de Betz, igual a 0,593 (quando  $a = 1/3$ ). Portanto, seja qual for a potência que o vento está entregando é possível converter no máximo 59,3% desse valor em potência útil. Considerando as perdas aplicáveis, o coeficiente de potência das turbinas atualmente é na faixa de 0,4. Utilizando o fator de indução axial para máxima potência ( $1/3$ ), tem-se que velocidade de entrada do escoamento na turbina é igual a  $2/3$  da velocidade de entrada do escoamento livre. Considerando também a conservação de massa no sistema, a Eq. (6) mostra que a área de saída de escoamento livre é três vezes maior que a área de entrada.

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot U_1 = \rho \cdot A_4 \cdot U_4$$

$$\text{A partir da Eq. (4) com } a = \frac{1}{3} \rightarrow U_4 = \frac{1}{3} \cdot U_1 \quad (6)$$

$$A_4 = A_1 \cdot \frac{U_1}{U_4} \rightarrow A_4 = A_1 \cdot 3$$

De forma similar é possível deduzir o coeficiente de empuxo pela Eq. (7) e a relação entre os dois coeficientes é mostrada na Figura 11.

$$c_T = \frac{\text{força de empuxo}}{\text{força dinâmica}} = \frac{T}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^2} \quad \therefore \quad c_T = 4 \cdot a \cdot (1 - a) \quad (7)$$

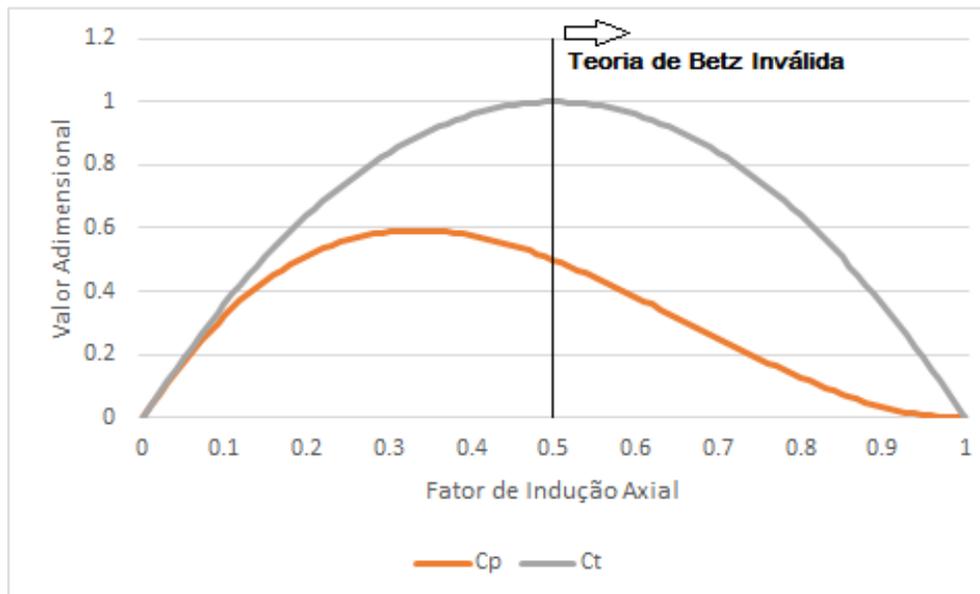


Figura 11 - Relação entre o coeficiente de potência e o coeficiente de empuxo.

A razão da velocidade de ponta de pás (TRS – *Tip Ratio Speed*) é definida entre a velocidade linear na ponta das pás e a velocidade do vento. Caso essa velocidade seja muito devagar, o vento irá passar sem gerar energia elétrica. Caso contrário, a velocidade muito rápida causa um arrasto muito grande e também pode causar danos nas pás devido a impurezas do ar. Com certas velocidades o barulho e a vibração tornam-se consideráveis e devem ser avaliadas. O TSR é definido pela Eq. (8):

$$TSR = \lambda = \frac{\omega \cdot R}{U} \quad (8)$$
$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

Onde:

- $\omega$  é a velocidade angular da ponta da pá [rad/s];
- $f$  é a frequência de rotação [Hz];
- $R$  é o raio do rotor [m];
- $U$  é a velocidade do vento [m/s].

Segundo Ragheb & Ragheb (2011), o TSR ótimo é uma relação de igualdade aproximada entre o tempo que o vento leva para se estabilizar novamente após a pá passar ( $t_w$ ) e o tempo necessário para a próxima pá ocupar o lugar que a antecedente estava ( $t_b$ ). Esses tempos tem relação direta com o número de pás no rotor demonstrado no trabalho mencionado e com resultado na Eq. (9).

$$\lambda_{\text{ótimo}} \approx \frac{4 \cdot \pi}{n}, \text{ sendo } n \text{ o número de pás} \quad (9)$$

Considerando uma turbina com duas pás, o TSR é de 6,28. Sabendo que a maior parte das turbinas em operação hoje tem três pás, o TSR vale 4,19. O trabalho também sugere que pás bem dimensionadas podem ter o TSR cerca de 25% maior que o calculado. Existe uma relação direta entre o TSR e o coeficiente de potência, descrito no livro *Wind Energy Explained* (Manwell; McGowan; Rogers, 2009) e com gráfico de resultados no trabalho de Ragheb & Ragheb (2011), mostrado na Figura 12.

Como mencionado anteriormente, o terreno e a rugosidade influenciam no recurso eólico. A velocidade do vento tem relação direta com a altura, quanto maior um, maior o outro. Um parâmetro chamado *shear coefficient* (coeficiente de “cisalhamento”) indica quanto rápida é a variação de velocidade média do vento com o aumento da altura (WONG TOO; THORP; SLACK, 2011). Um valor alto desse coeficiente pode levar a carregamentos diferentes ao longo da torre, entretanto ele assegura menor altura para atingir o potencial desejável do vento. Wong Too et al. (2011) afirma que na indústria eólica o coeficiente é calculado com base em um lei de potência como da Eq. (10):

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{\bar{U}(z_1)}{\bar{U}(z_2)}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_2}\right)} \quad (10)$$

Onde:

- $z_1$  e  $z_2$  são alturas selecionadas;
- $\bar{U}(z_1)$  e  $\bar{U}(z_2)$  são as velocidades médias nas alturas.

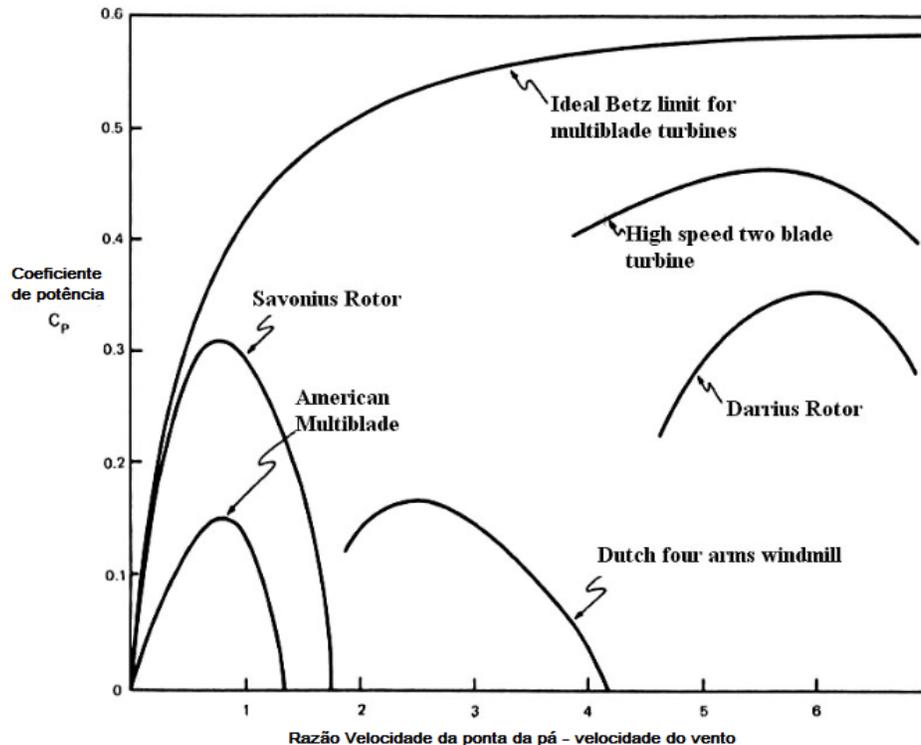


Figura 12 - Relação entre o coeficiente de potência e o TSR. Fonte: (Ragheb; Ragheb, 2011). Adaptado.

A altura que o hub será posicionado tem relação com o *shear coefficient* a fim de garantir que a altura escolhida contem o perfil de velocidades desejado. Outro estudo, de Martin (2010), plotou os resultados de uma relação entre o diâmetro do rotor e a altura do hub, com base em dados reais mostrado na Figura 13.

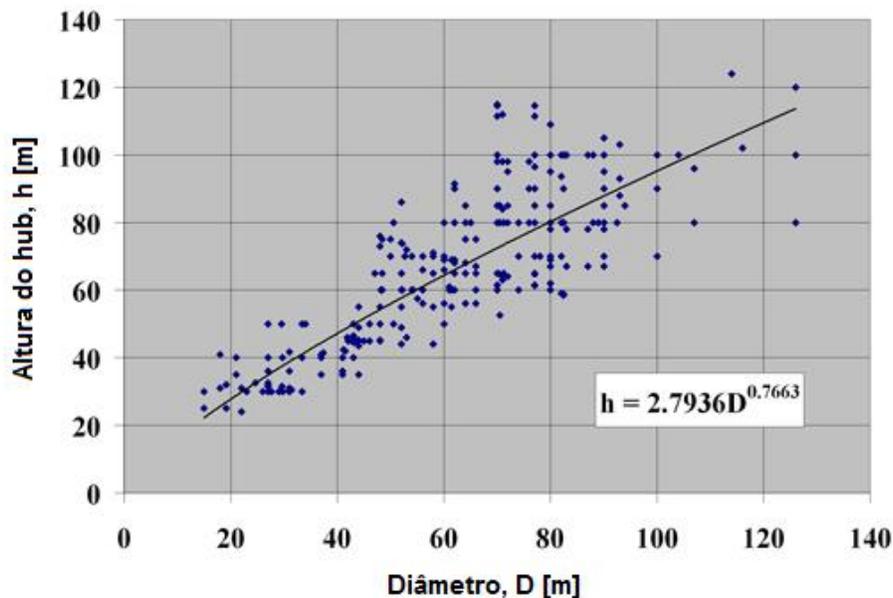


Figura 13 - Relação entre diâmetro do rotor e altura do hub. Fonte: Martin, L. (2010). Adaptado.

### 3.2 Tecnologia Solar Concentrada

Também chamada de heliotermia, o estudo da tecnologia solar concentrada (CSP – *concentrated solar power*) é recente no Brasil. Basicamente, uma planta heliotérmica é separada em três blocos principais: o campo solar, o bloco de potência e o armazenamento térmico. O campo solar é onde ficam os receptores, que são os equipamentos responsáveis por concentrar os raios solares seguindo o sol, mantendo sempre o nível ótimo de direcionamento para maximizar a concentração diretamente no absorvedor. Dentro do absorvedor está o fluido de transferência de calor (HTF – *heat transfer fluid*) que absorve a radiação solar concentrada. O HTF segue o caminho ao longo do campo solar até o bloco de potência. No bloco de potência, o HTF passa pelo processo de troca de calor com a água, fornecendo energia térmica que é convertida em energia mecânica pela turbina em um ciclo Rankine padrão, e então em energia elétrica

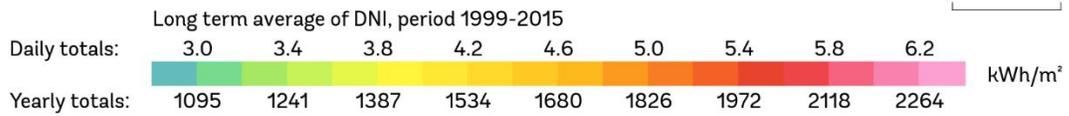
pelos geradores. O resfriamento da água que sai da turbina pode ser feito pelo sistema evaporativo, por escoamento de ar ou a combinação dos dois. O sistema de armazenamento térmico é posicionado entre o campo solar e o bloco de potência, de forma que o HTF pode ser direcionado para o armazenamento ou para o bloco de potência diretamente.

Para a viabilização de uma planta CSP, o básico necessário são índices de radiação direta normal (DNI – *direct normal irradiance*) maiores que 1900 kWh/m<sup>2</sup>/ano (IEA, 2014). O relatório (IRENA, 2019) destaca que a partir de 2014 a média de radiação dos projetos foi de 2500 – 3000 kWh/m<sup>2</sup>/ano. A radiação direta é definida como “a parte da radiação solar total que não sofre nenhum desvio causado pela atmosfera, vindo diretamente do sol” (Glossário do portal [energiaheliotermica.gov.br](http://energiaheliotermica.gov.br)). Somente esse tipo de radiação pode ser concentrada. Infelizmente nem todo recurso solar chega diretamente ao solo – parte é refletida e absorvida na atmosfera, e parte é espalhada até atingir de fato a superfície. A radiação solar global é a soma das radiações direta e difusa, sendo a última a parte que sofre desvios na atmosfera. A Figura 14 mostra o mapa de radiação direta normal do Brasil, onde pode-se observar a faixa do Nordeste ao Sudoeste com os maiores índices.

Além do recurso solar, segundo (GUIMARÃES et al., 2010), outros fatores têm impacto no desenvolvimento e viabilidade do projeto, sendo eles: disponibilidade de recursos hídricos (refrigeração, lavagem dos espelhos, necessidades básicas com uso de água e para o ciclo Rankine), proximidade com a rede elétrica e existência de uma infraestrutura mínima para transporte de equipamentos e para manutenção da planta. A Figura 15 mostra a distribuição dos projetos CSP ao redor do mundo, divididas em três status: em desenvolvimento, em construção e operacional.

**DIRECT NORMAL IRRADIATION**

**BRAZIL**



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 14 - Mapa de radiação direta normal do Brasil. Fonte: <https://globalsolaratlas.info/>.

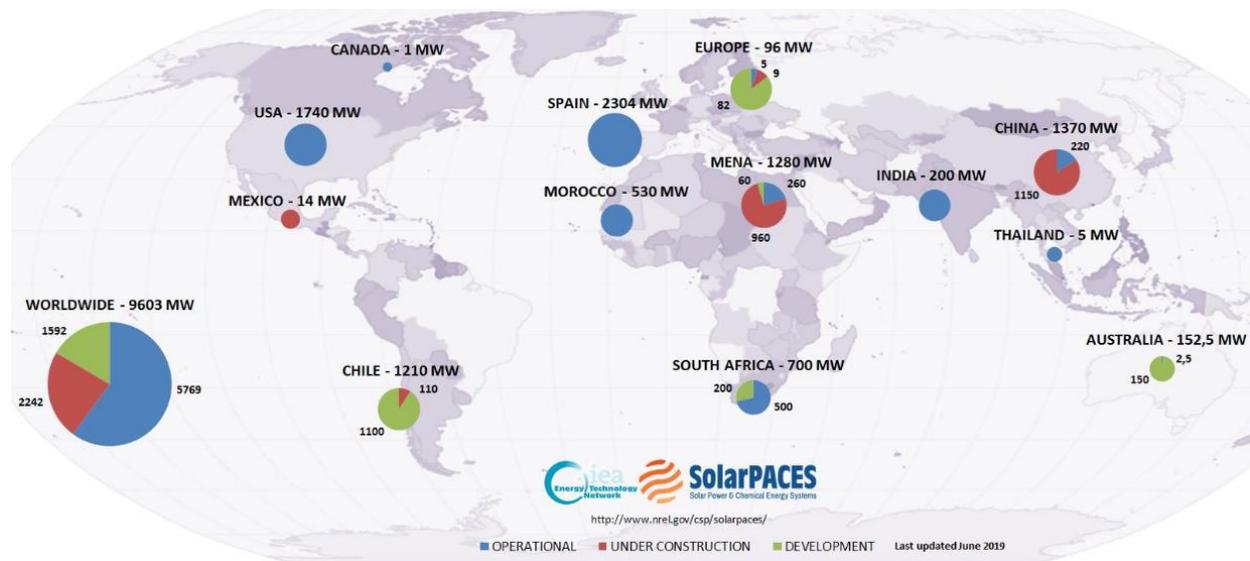


Figura 15 - Distribuição dos projetos CSP ao redor do mundo. Fonte: solarpaces.org.

Existem quatro tipos de tecnologias CSP: concentrador parabólico, torre solar, linear Fresnel e disco parabólico. A tecnologia de concentrador parabólico é a que obteve mais sucesso no começo e portanto desenvolveu-se mais rápido. O campo solar é composto por receptores alinhados em série e paralelo, sendo cada série controlada por um único mecanismo de rastreamento solar, em um único eixo. Geralmente o rastreamento pode ser feito no eixo norte-sul ou leste-oeste. O receptor tem três partes básicas: a estrutura, o receptor e o tubo absorvedor. A estrutura é responsável por segurar os grandes espelhos e deve ser resistente o suficiente para suportar o arrasto criado pelo tamanho do espelho e rígido suficiente para evitar deformações e manter a posição para que a concentração seja o mais perfeita possível. O receptor tem formato parabólico, de forma que a radiação direta é refletida e a concentração ocorre ao longo do ponto focal, onde é posicionado tubo absorvedor. O tubo absorvedor possui um canal por onde corre o fluido de transferência de calor, cercado por vácuo, e conectado nas extremidades de cada seção de receptores, de forma que a estrutura toda se move junto.

A tecnologia de torre solar é hoje a que possui os maiores fatores de capacidade (IRENA, 2019). O campo solar tem o desenho de forma que cada heliostato concentre os raios solares no receptor posicionado na torre, sem atrapalhar os outros. Dependendo da posição geográfica da planta solar a torre pode estar posicionada no centro do campo solar ou em uma das extremidades. Cada heliostato é formado por um (ou mais) espelho

plano, com sistema de rastreamento solar individual de dois eixos, sempre com o foco da reflexão no receptor na torre. O receptor na torre é onde ocorre a troca de calor entre a radiação e o fluido de transferência de calor. Diferentemente da tecnologia de concentrador parabólico, a concentração da radiação solar direta é em um único ponto focal e não existe tubo absorvedor. A partir desse ponto, o processo de produção de energia elétrica é o mesmo.

A tecnologia linear Fresnel possui diversos espelhos planos posicionados no mesmo plano e abaixo do tubo absorvedor, que por sua vez é fixo. Os espelhos são móveis e fazem o rastreamento do sol mantendo sempre o foco ao longo do tubo. Esse sistema é considerado o mais simples mecanicamente. O último tipo de tecnologia solar concentrada é do tipo disco parabólico – os raios solares são concentrados no ponto focal do disco parabólico, onde o receptor é posicionado e juntamente o bloco de potência – formado por um pequeno motor Stirling. As Figura 16 e Figura 17 mostram uma comparação entre as três principais tecnologias e a Figura 18 mostra fotos reais de todos os exemplos de concentradores solares.

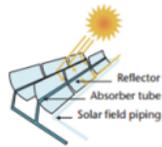
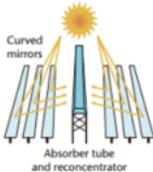
	Tipo de Tecnologia	Descrição	Positivo	Negativo
Concentrador Parabólico		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos parabólicos;</li> <li>▪ Longas fileiras de coletores;</li> <li>▪ Ponto de concentração móvel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologia mais madura;</li> <li>▪ Alta eficiência ótica;</li> <li>▪ Rastreamento solar em um eixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de muito espaço;</li> <li>▪ Uso de conexões flexíveis;</li> <li>▪ Estrutura de suporte pesada.</li> </ul>
Concentrador Fresnel		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos planos;</li> <li>▪ Receptores separados do coletor;</li> <li>▪ Ponto de concentração fixo;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estrutura leve;</li> <li>▪ Instalação rápida;</li> <li>▪ Uso de menos área para os coletores;</li> <li>▪ Mais simples tecnologia mecanicamente falando.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não atinge altas temperaturas;</li> <li>• Baixa eficiência ótica;</li> <li>• Altas perdas de cosseno.</li> </ul>

Figura 16 - Comparação entre as tecnologias concentrador parabólico e concentrador Fresnel. Fonte: (BRANCALIÃO, 2015).

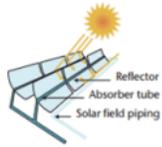
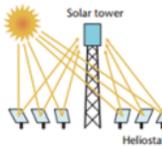
	Tipo de Tecnologia	Descrição	Positivo	Negativo
Concentrador Parabólico		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos parabólicos;</li> <li>▪ Longas fileiras de coletores;</li> <li>▪ Ponto de concentração móvel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologia mais madura;</li> <li>▪ Alta eficiência ótica;</li> <li>▪ Rastreamento solar em um eixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coletores específicos;</li> <li>▪ Uso de conexões flexíveis;</li> <li>▪ Estrutura de suporte pesada.</li> </ul>
Concentrador de Torre Central		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Receptor fixo e central cercado por heliostatos;</li> <li>▪ Sistema de rastreamento de dois eixos;</li> <li>▪ Geração direta ou indireta de vapor;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Receptor fixo;</li> <li>▪ Geração de altas temperaturas;</li> <li>▪ Ideal para hibridização;</li> <li>▪ Possibilidade de armazenamento térmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Em fase de desenvolvimento e testes;</li> <li>• Mais caro.</li> </ul>

Figura 17 - Comparação entre as tecnologias concentrador parabólico e torre central. Fonte: (BRANCALIÃO, 2015).

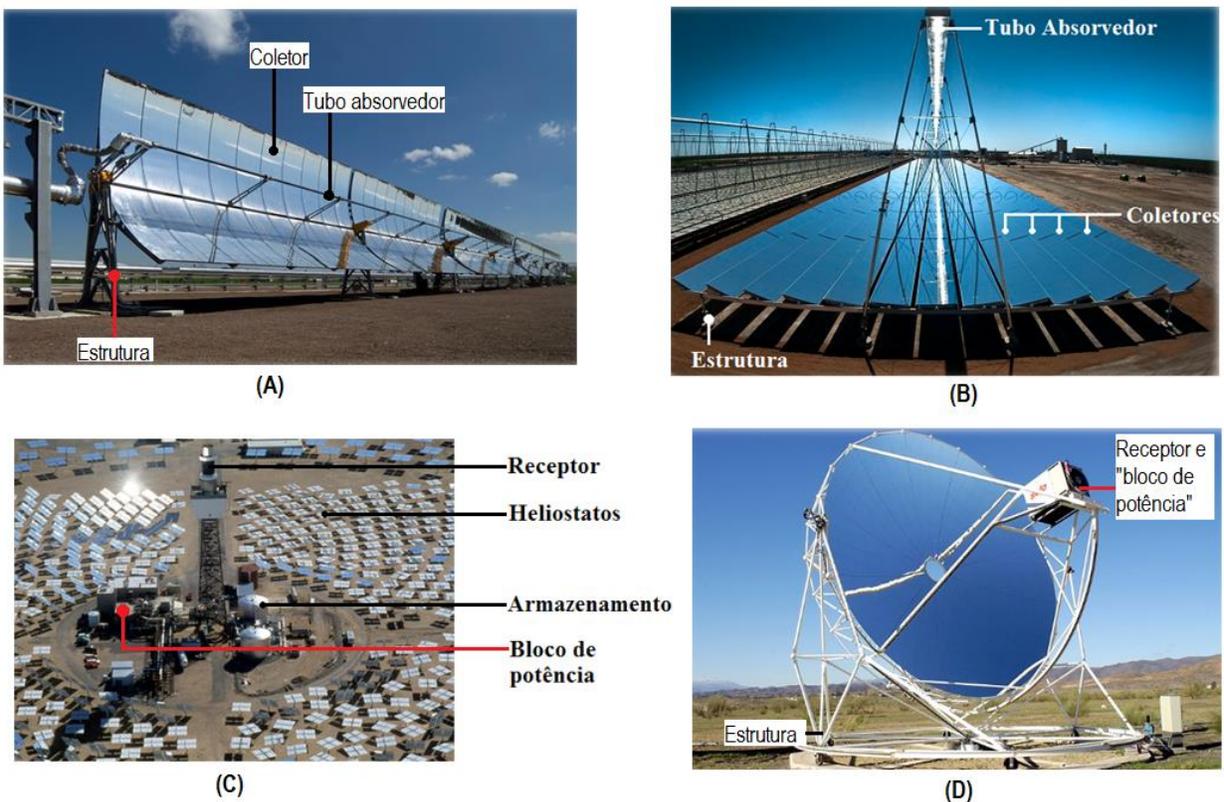


Figura 18 - (A) Exemplo de concentrador parabólico. (B) Exemplo de Linear Fresnel. (C) Exemplo de torre solar. (D) Exemplo de disco parabólico. Fonte: (A) Archimedes Solar Energy (adaptado). (B) AREVA Solar (adaptado). (C) <http://energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy> (adaptado). (D) <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Vista-disco-Eurodish.jpg> (adaptado).

### 3.3 Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia pode ser feito através de um meio mecânico, químico, elétrico, magnético, biológico, hidrogênico e na forma térmica (KALAISELVAM; PARAMESHWARAN, 2014). Na tecnologia eólica o armazenamento de energia pode ser feito por baterias (armazenamento químico), uma metodologia que se mostrou viável e tem seu custo reduzido ano após ano. Além dessa redução esperada, grandes empresas do setor estão revolucionando o mercado com produtos totalmente *off-grid* e preços competitivos. Entretanto, a quantidade de baterias necessária para armazenamento em escala industrial tornava essa opção custosa e incerta, até que algumas empresas começaram a tornar isso realidade, como exemplo tem-se o banco de 100 MW de bateria lítion-íon na Austrália. A Bloomberg, uma empresa de tecnologia, dados e análises para o mercado financeiro (BLOOMBERG, 2018), publicou em janeiro de 2018 uma matéria sobre as previsões para o ano, sendo uma delas que os preços desse tipo de bateria são esperados a continuar caindo ao longo dos próximos anos de acordo com a economia. A presente dissertação não utiliza baterias para o caso eólico por falta da opção no *software* SAM.

Já na tecnologia CSP, o armazenamento de energia é na forma térmica (TES – *thermal energy storage*). O armazenamento térmico é o fator que diferencia as plantas heliotérmicas das outras tecnologias renováveis. A rápida redução de custos para a tecnologia fotovoltaica parece deixar a tecnologia de concentrador solar fora de questão, se usada sem armazenamento, por conta de seu alto investimento (IEA, 2014c). Em larga escala, o armazenamento térmico de energia é mais barato e mais eficiente que a maioria dos sistemas de armazenamento elétricos (ESENCE et al., 2017 apud Philibert, 2011, Sabihuddin et al., 2015).

O conceito de armazenamento térmico é simples: durante o dia, o excesso de calor é desviado para um material de armazenamento (ex.: sal derretido) que é usado em um período determinado, geralmente de alta demanda energética e/ou baixa/nenhuma radiação. Entretanto, esse direcionamento de calor pode ser feito da forma que o gerente da planta quiser, com finalidade de geração em horários de picos e equilíbrios de demanda. O gerenciamento do armazenamento é complicado, pois

existem mais fatores do que somente o *output* energético a ser levado em conta. A Figura 19 mostra a relação do armazenamento térmico com a produção – no primeiro período de *fuel backup* é quando a planta CSP precisa de um ajuda para manter seu armazenamento na temperatura mínima acima da temperatura de solidificação e ao mesmo tempo entregar calor para o ciclo de potência, geralmente no período sem radiação solar. Apesar de não ser uma unidade física, geralmente a capacidade de armazenamento é dada em número de horas de armazenamento, que corresponde a quantas horas a planta pode produzir utilizando somente o armazenamento na capacidade nominal. Esse intervalo de ajuda depende do número de horas de armazenamento, dos índices de radiação direta normal e do material utilizado para ser o meio armazenador. O segundo período é quando a radiação solar é usada para dois propósitos: uma parte para produção de energia elétrica (*solar direct*) e outra para o armazenamento térmico (*to storage*). A terceira parte é quando a radiação solar não é suficiente ou inexistente e o calor armazenado anteriormente é usado para produção de energia elétrica (*from storage*). Dessa forma a planta CSP consegue entregar uma potência quase constante de saída.

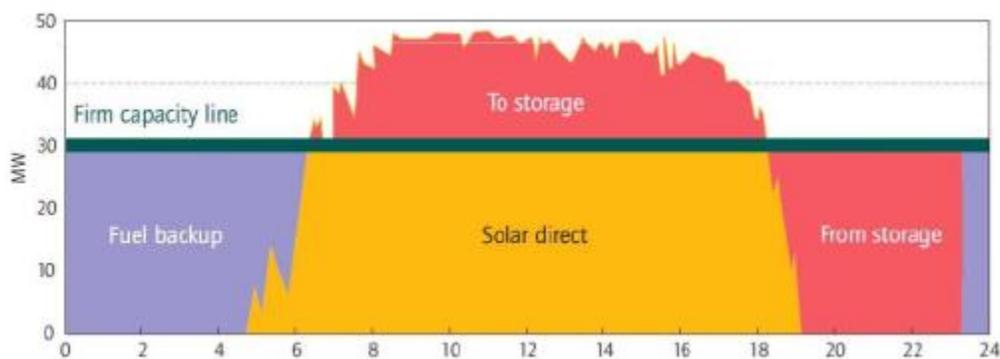


Figura 19 - Ciclo de carga e descarga diário. Fonte: (TOMALSQUIM, 2016) apud IEA (2010).

Basicamente as funções do armazenamento térmico são (KURAVI et al., 2013; LIU et al., 2016): (a) alinhar o pico de demanda elétrica com o recurso solar; (b) evitar flutuações na produção – quando existem nuvens ou o recurso solar não é tão forte; e (c) aumento do fator de capacidade da planta (mais uma consequência do que uma função) – relação entre o número de horas operantes e o número de horas total operáveis

possíveis. Kuravi et al. (2013) também define algumas características do armazenamento em relação à planta:

- a) Estratégia de despacho – qual a forma que o armazenamento será colocado para produção de energia elétrica. Um erro de estratégia pode causar danos irreversíveis à planta, como por exemplo a solidificação do material de armazenamento;
- b) Número de horas de armazenamento – métrica básica do sistema de armazenamento; e
- c) Impacto nos custos da planta – o armazenamento térmico pode ser muito custoso se não dimensionado corretamente ou usado com estratégia de despacho errada.

Diretamente ligado ao armazenamento térmico está o parâmetro múltiplo solar. Esse parâmetro pode ser definido como “a proporção de energia solar que um campo solar captura em relação ao bloco de potência operando na capacidade máxima.” (Glossário do portal [energiaheliotermica.gov.br](http://energiaheliotermica.gov.br)). Ou seja, quando o valor é igual a 1 significa que o campo solar absorve exatamente a capacidade nominal do bloco de potência. Sabe-se que existem diversas perdas no processo de concentração solar e transmissão do HTF, portanto o múltiplo solar sempre tende a ser maior que 1. Além disso, para que o sistema possa direcionar parte da radiação concentrada para o sistema de armazenamento, o campo solar deve absorver maior capacidade que o bloco de potência, ou seja, o múltiplo solar deve ser maior que a unidade. A otimização do múltiplo solar torna-se muito importante em plantas CSP, pois se o campo solar é muito maior que a capacidade do bloco de potência (múltiplo solar grande) e o armazenamento não é grande suficiente, existe um desperdício de calor além de aumento de custo em vão. No caso oposto, se o campo solar não é grande suficiente (múltiplo solar pequeno), o armazenamento não irá ser abastecido e o uso de *backup* fóssil será constante.

O relatório *Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030* elaborado em 2016 pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (FELDMAN et al., 2016) fez uma comparação entre planta solar fotovoltaica mais bateria e planta concentrada solar mais

armazenamento térmico com base no LCOE estimado. A metodologia utilizada contou com a definição de múltiplo solar e *Inverter Loading Ratio* (ILR) como fatores com mesma função dentro das respectivas tecnologias, CSP e PV (fotovoltaico). As conclusões são muito interessantes, pois mostram a dependência de vários fatores, principalmente a porcentagem de penetração da energia solar na matriz energética, a quantidade de horas de armazenamento e a forma de operação das plantas. Concluiu-se que para períodos de até três horas, as baterias tem um LCOE menor e se o armazenamento fosse de nove horas seria vantajoso ter o sistema de armazenamento térmico. Plantas CSP necessitam de armazenamento no local de produção e com grande eficiência, em contraste com um banco de baterias que pode ser colocada remotamente, mas com grandes perdas de armazenamento e rápido despacho.

## 4. Metodologia

Partindo de um conceito mais abrangente, o livro *Advanced Power Generation Systems* (DINCER; ZAMFIRESCU, 2014) traz os tipos básicos de sistemas de produção integrados – sistemas multi estágios, sistemas em cascata, sistemas combinados e sistemas híbridos. A diferença entre as duas últimas definições é que os sistemas combinados tratam de ciclos de potência e os sistemas híbridos tratam fontes de produção. Essa dissertação está alinhada com as definições adotadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que define quatro nomenclaturas para plantas de geração conjuntas e tratando-se de duas plantas separadas, a definição de usina híbrida nesse caso é equivalente à definição de planta adjacente. As outras definições estão listadas a seguir e ilustradas na Figura 20 a título de conhecimento.

- a) Plantas adjacentes: definidas como usinas construídas próximas, podendo compartilhar terreno e algumas instalações. Do ponto de vista de conexão, cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede;
- b) Plantas associadas: definidas como duas (ou mais) usinas de fontes energéticas distintas, com características de produção individual e complementar e que, além de estarem próximas compartilham fisicamente e

- contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Do ponto de vista de conexão, as duas usinas associadas contratariam menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas;
- c) Plantas híbridas: definidas como duas ou mais usinas de fontes energéticas distintas combinadas ainda no processo de produção de energia elétrica, com somente uma saída de produção final; e
  - d) Portfólios comerciais: A composição de portfólios de projetos de diferentes fontes se distingue das categorias anteriores por não envolver, necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos. Sua natureza é apenas comercial-contratual.

Este estudo faz uso do *software System Advisor Model (SAM)* para simulação e otimização das plantas eólica e solar. O *software* utilizado será explicado na próxima seção, mas é preciso adiantar que infelizmente o SAM ainda não tem modelo de plantas com mais de uma fonte de geração. Portanto, as simulações devem ser feitas separadamente e o resultado de geração deve ser conjugado fora do *software*, sendo essa a produção total. A metodologia adotada é ilustrada nas Figura 21 e Figura 22.

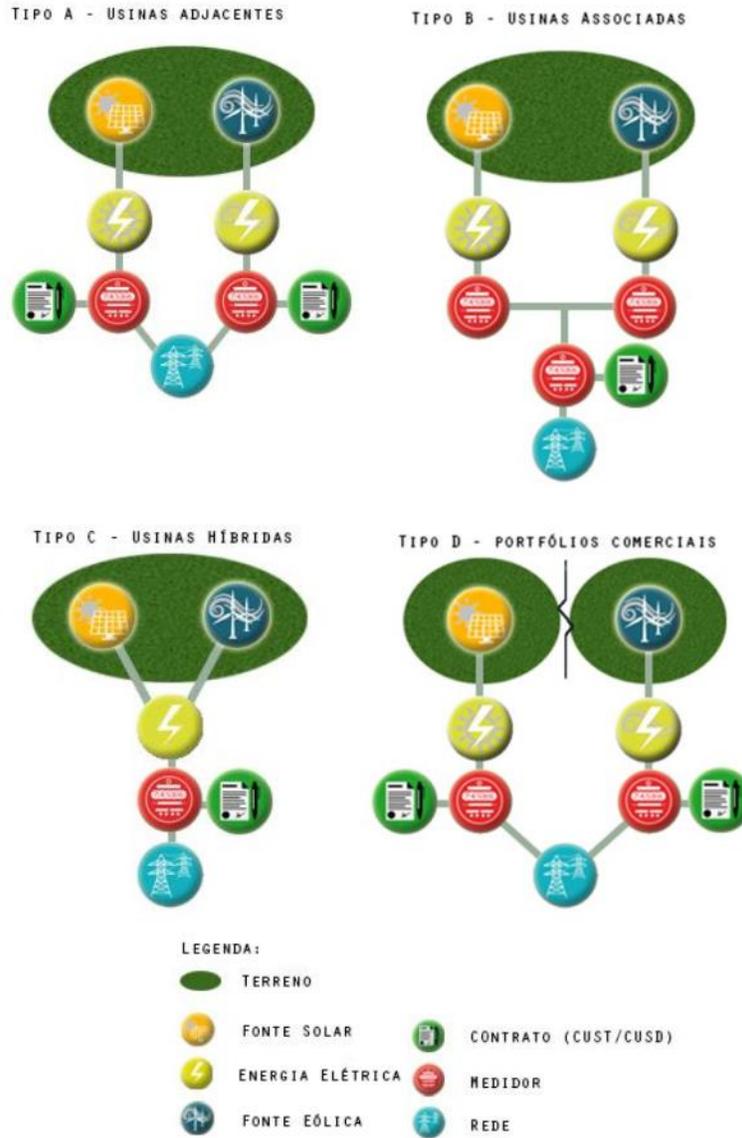


Figura 20 – Classificação dos possíveis tipos de usinas híbridas de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética. (EPE, 2018c), adaptado.

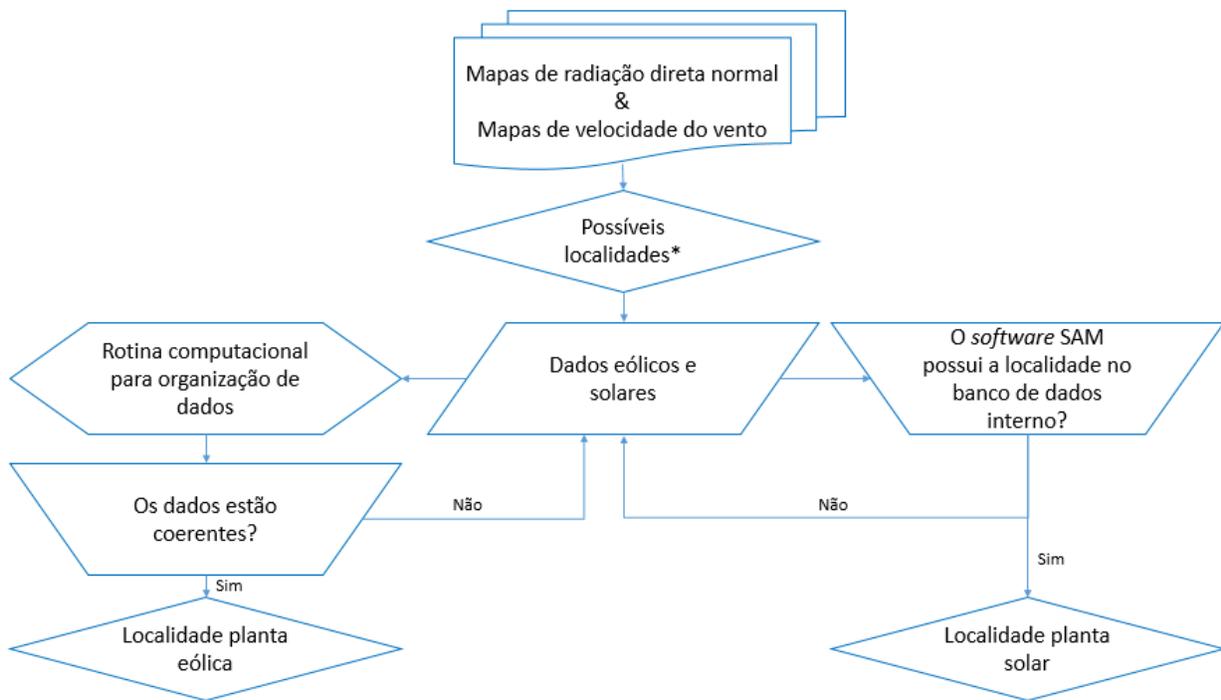


Figura 21 - Fluxograma da metodologia utilizada – parte 1. \*Possíveis localidades limitadas de acordo com metodologia explicada posteriormente.

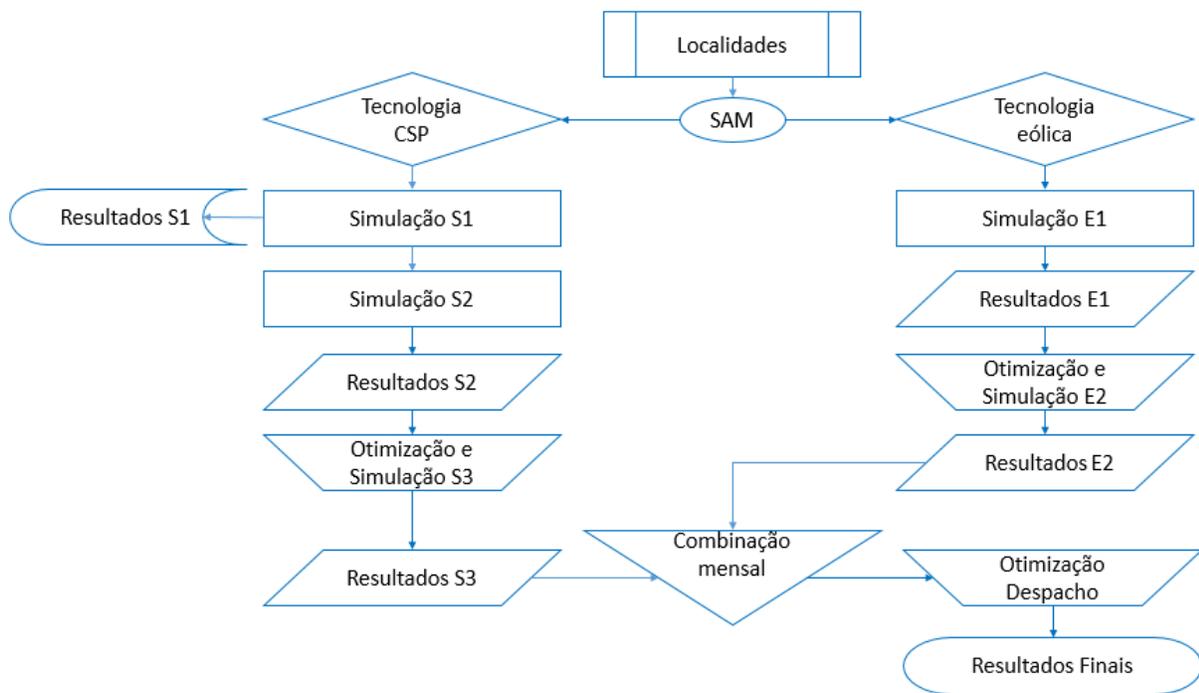


Figura 22 - Fluxograma da metodologia utilizada – parte 2.

## 4.1 System Advisor Model

*System Advisor Model* é um modelo de performance e financeiro com aplicação em nível de pré-avaliação. Desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), o *software* é gratuito e conta com atualizações quase que anuais. A simulação é feita em intervalos horários, no total de 8760 horas, prevendo a geração energética e o fluxo de caixa no período de um ano (FREEMAN et al., 2014).

A interface do *software* oferece a divisão em abas, com fácil visualização de todos os parâmetros. Nem todos eles podem ser editados, pois alguns são calculados automaticamente. Além da interface de usuário padrão, o SAM também disponibiliza suas subrotinas de programação no caso de o usuário decidir modificar o código para seu projeto. Na versão 2018.11.11, o *software* oferece as seguintes tecnologias: solar fotovoltaico, solar fotovoltaico concentrado, eólica, biomassa, geotérmica, aquecimento de água e as quatro tecnologias de concentradores solares, porém ainda não simula sistemas híbridos. Algumas tecnologias contam com modelos financeiros variados e o usuário pode optar por simular a planta sem nenhum parâmetro econômico. É válido ressaltar que a parte financeira do *software* foi desenvolvida para a realidade norte americana, portanto os valores encontrados são mostrados em dólares, mas nada impede o usuário de utilizar o valor em sua moeda local, desde que faça isso para todos os parâmetros financeiros.

O uso da ferramenta é bem intuitiva e caso o usuário tenha alguma dúvida, o *Help* do programa contém as definições dos parâmetros e faz referências a diversas publicações que o NREL fez baseadas no SAM. O site onde é feito o *download* também oferece uma biblioteca de publicações sobre modelagem de plantas de geração das mais diversas tecnologias utilizando o SAM. Outras duas bibliotecas importantes que o SAM oferece são a de dados meteorológicos e a de performance de componentes. A primeira delas conta com um número limitado de arquivos, dependendo da tecnologia escolhida. Entretanto, no caso da tecnologia solar concentrada, é possível fazer *download* do banco de dados externo oferecido, utilizando as coordenadas geográficas do local em uma opção no próprio *software*. Caso não for possível o *download* da cidade escolhida, o usuário pode escrever seu próprio arquivo (*weather file*) a partir das diretrizes do *help* do

SAM. A biblioteca de componentes é exatamente o que o nome diz, separada por tipos de componentes, por exemplo, os parâmetros técnicos dos coletores, dos tubos absorvedor e das turbinas eólicas. Também é possível editar alguns parâmetros e até criar os próprios componentes.

Após a simulação, o usuário conta com uma série de recursos para diferentes tipos de visualização e análise de dados. Uma das funções mais utilizadas no software é a ferramenta de otimização chamada *Parametrics*, mostrada na Figura 23. Ao utilizá-la, o usuário pode selecionar diversas variáveis de entrada com a opção *Quick Setup* no intervalo de variação desejado e as variáveis de saída que esperadas como resposta. O SAM faz a combinação das variáveis de entrada para criar todos os cenários possíveis.

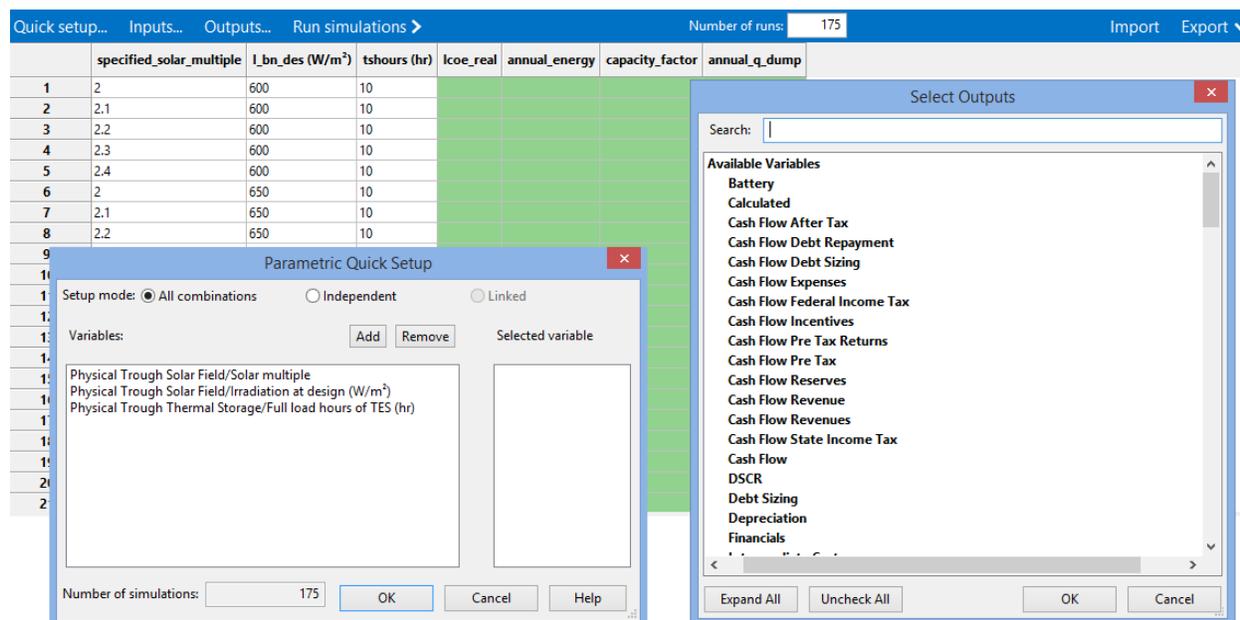


Figura 23 - Janela de opções da função Parametrics. Fonte: SAM.

Cada otimização é mostrada graficamente e numericamente, o usuário também pode exportar os dados para manipulação fora do software. Devido à grande dinâmica da otimização, existem efeitos colaterais na hora de otimizar devido parâmetro e esses devem ser analisados com cuidado – um aumento na produção pode resultar em aumento do tamanho do campo, porém essa pode ser uma variável restritiva.

## 4.2 Desenvolvimento

A definição das localidades na região Nordeste é feita com base no estudo de Peron (2017) – o autor desenvolveu uma tabela através da análise de correlação de Pearson entre velocidade do vento, irradiação solar e vazão (dos reservatórios de hidrelétrica). Os índices são calculados a partir da Eq. (11), variando entre -1 e +1, onde -1 indica a correlação negativa (complementariedade) e +1 indica a correlação positiva (comportamentos semelhantes).

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{cov(X, Y)}{\sqrt{var(X) \cdot var(Y)}} \quad (11)$$

Onde:

- $\rho$  é o índice de correlação;
- $x_i$  e  $y_i$  são os valores das variáveis medidas;
- $\bar{x}$  e  $\bar{y}$  são os valores das médias aritméticas de cada variável.

Os resultados da correlação entre os recursos solar e eólico são mostrados na

Tabela 2 abaixo. A melhor combinação de regiões é aquela que apresenta o índice de correlação mais negativo. Portanto, com base nos resultados mostrados abaixo, definiu-se que o estado do Rio Grande no Norte será a sede da planta eólica e o estado de Pernambuco será a sede da planta solar.

Tabela 2 - Tabela resumida com resultados do índice de correlação de Pearson. Fonte: (PERON, 2017), adaptado.

		VELOCIDADE DE VENTO AO CUBO								
		ALAGOAS	BAHIA	CEARÁ	MARANHÃO	PARAÍBA	PERNAMBUCO	PIAUI	RIO GRANDE DO NORTE	SERGIPE
IRRADIAÇÃO SOLAR	ALAGOAS	0,161	-0,006	0,409	0,488	0,078	0,682	0,745	-0,229	0,721
	BAHIA	0,142	-0,056	0,351	0,461	0,068	0,659	0,674	-0,212	0,706
	CEARÁ	0,200	0,119	0,880	0,738	0,458	0,614	0,676	-0,131	0,380
	MARANHÃO	0,187	0,144	0,850	0,649	0,466	0,493	0,548	-0,092	0,227
	PARAÍBA	0,185	0,038	0,567	0,572	0,182	0,725	0,801	-0,221	0,672
	PERNAMBUCO	0,137	-0,042	0,337	0,458	0,066	0,685	0,708	-0,220	0,723
	PIAUI	0,192	0,140	0,873	0,691	0,478	0,543	0,610	-0,114	0,285
	RIO GRANDE DO NORTE	0,194	0,087	0,797	0,715	0,380	0,726	0,783	-0,197	0,547
	SERGIPE	0,157	-0,026	0,412	0,501	0,091	0,696	0,748	-0,228	0,729

O SAM tem como entrada de dados um arquivo representativo com medições horárias no período de um ano. Sendo assim, o arquivo de recursos eólico e solar devem ter a mesma quantidade de linhas, 8760 que representa o número de horas em um ano de 365 dias. Na parte solar, o *software* oferece um recurso que possibilita o *download* de um ano representativo a partir das coordenadas de latitude e longitude. Já para parte eólica, ele possui uma biblioteca própria com algumas cidades americanas, mas nenhuma informação sobre o Brasil. Portanto, os dados do recurso eólico precisam ser de outra fonte. O banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) fornece medições horárias de até 365 dias anteriores a data atual, ou seja, exatamente a quantidade necessária de entrada para o SAM. A plataforma online do INMET possui diversas estações onde basta o usuário clicar em uma delas e selecionar a data da pesquisa. O site gera os dados e disponibiliza os valores para *download*. No estado do Rio Grande do Norte (RN), estão disponíveis oito estações. Com base no relatório sobre o potencial eólico do estado do RN (AMARANTE; SILVA; FILHO, 2003) mostrado na Figura 24 e nas estações disponíveis, a cidade de Touros foi escolhida. Porém, o arquivo

com recursos disponibilizado pelo INMET não possui dados suficientes para iniciar o modelo, apresentando menos de 6 meses de dados. Sendo assim, a cidade de Macau foi escolhida.

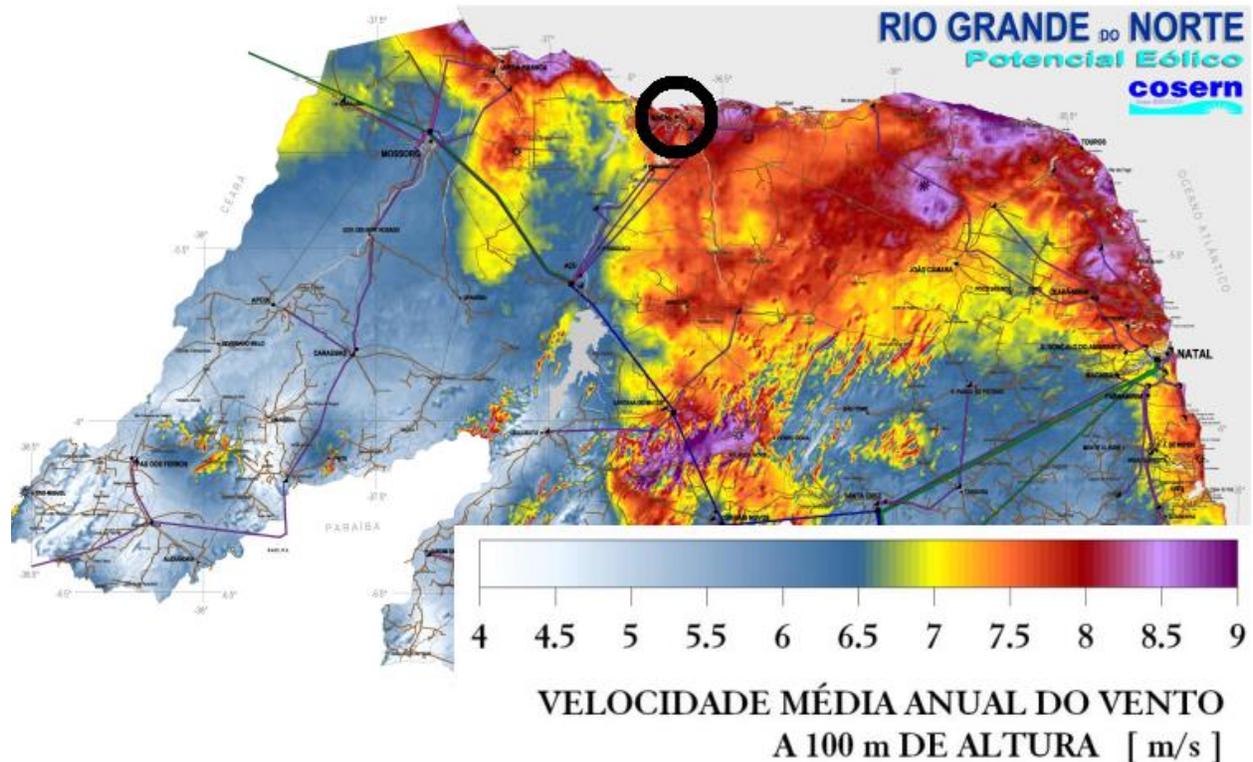


Figura 24 - Mapa de velocidade média anual do vento a 100 m de altura para o estado do Rio Grande do Norte. A marcação em preto corresponde a cidade de Macau. Fonte: (AMARANTE; SILVA; FILHO, 2003), adaptado.

A primeira parte do processo é o tratamento desses dados, pois apesar de contar com as medições, existem alguns parâmetros que devem ser modificados. Portanto, o arquivo disponível para *download* deve ser copiado e colado em um arquivo de texto. Cada arquivo completo apresenta as seguintes características:

- Cada coluna é uma entrada de dado, por exemplo: data, hora, temperatura instantânea, velocidade do vento, etc.;
- Cada linha contém uma medição horária para determinada data;
- Podem existir espaços preenchidos com “//” ou simplesmente sem registro “,”;
- Podem existir dias ou até mesmo meses sem registro de dados qualquer.

Portanto faz-se necessário alguns ajustes nos dados brutos para que possa ser utilizada a rotina computacional. Primeiramente, os dados com preenchimento errado ou sem preenchimento são substituídos manualmente por “-9999” (opção do usuário de valor muito fora do normal para reconhecimento na rotina computacional). Segundo, é verificado se existe algum mês ou meses que estão faltando.

Nesses casos, a cobertura dos meses inexistentes foi feita através do banco de dados obtidos pela plataforma do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), disponível no site da Empresa de Pesquisa Energética. Esses dados são mostrados por regiões e no caso do Rio Grande do Norte, os dados apresentados foram resultados da média de 111 estações. A série escolhida foi de seis anos consecutivos (2012 a 2017) e apresenta a média horária para determinado mês em determinado ano. Então, a partir das médias de cada ano, criou-se uma lista com médias horárias mensais de todos os anos. A Figura 25 abaixo representa os resultados do primeiro trimestre do ano.

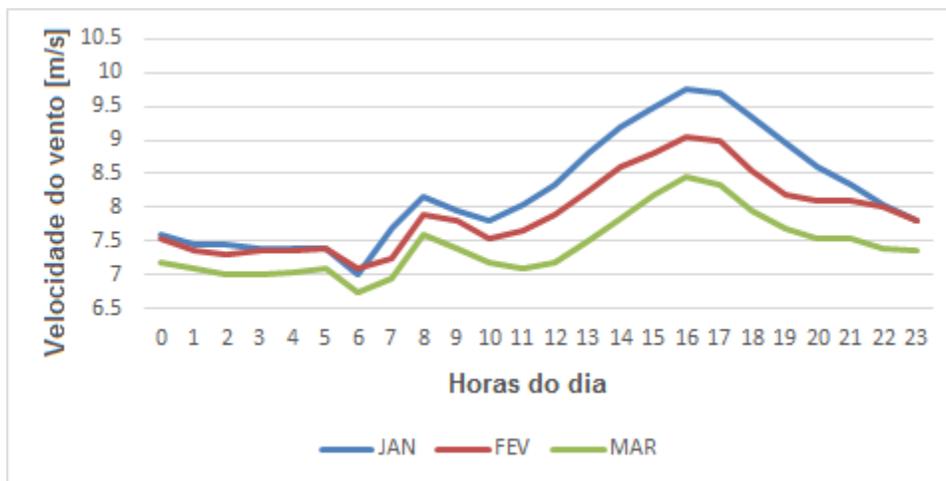


Figura 25 - Média horária para os meses de Janeiro, Fevereiro e Março dos anos de 2012 a 2017, para a região do Rio Grande do Norte.

No caso da cidade de Macau, tem-se que Janeiro e Fevereiro não apresentam registro no arquivo do INMET. A abordagem adotada seguiu o padrão de variação encontrado na região, ou seja, o mês de Março foi usado como referência e a partir da variação percentual dos meses de Março para Fevereiro e Março para Janeiro, foram criadas as entradas para os meses sem registro.

Com o arquivo de texto ajustado, a rotina computacional pode ser utilizada. Os dados de entrada para a primeira parte são a latitude e longitude da estação de medição (estação A317 – Macau, RN – altitude:17 metros), e o arquivo de texto com os dados ajustados. O arquivo de saída é um arquivo sequencial e conta com um sistema de indicações para o usuário saber qual foi o tipo de tratamento que o dado recebeu, sendo a substituição dos dados que foram pegos nas bandeiras é feita pela média dos outros dias do mês:

- a. Bandeira = 1: medido;
- b. Bandeira = 0: atribuído por vazio;
- c. Bandeira = -1: vento atribuído por ser  $< 0$ ;
- d. Bandeira = -2: radiação atribuída por ser  $< 0$  (por inconsistência);
- e. Bandeira = -3: radiação atribuída por ser  $= 0$  durante o dia ou  $\neq 0$  durante noite;
- f. Bandeira = -4: radiação atribuída por ser  $< 0$  (por resposta piranômetro).

. A segunda parte da rotina calcula qual seria a potência elétrica produzida por uma turbina ao longo do ano em determinada altura. Esse resultado considera apenas um turbina sempre na direção ótima em relação ao vento. Os dados de saída são obtidos de acordo com as seguintes entradas: arquivo sequencial da primeira parte, tipo de ambiente (rural ou urbano), altura de medição, número da turbina e altura do *hub* desejada. O arquivo sequencial foi obtido através da primeira parte da simulação. O tipo de ambiente pode ser visto através de mapas por satélite, mas preferencialmente a escolha do ambiente rural evita transtornos como excesso de ruído e sombreamento das pás. A altura de medição é um valor fixo da estação de medição. O número da turbina é selecionado a partir do arquivo do banco de dados do SAM, que contém os parâmetros técnicos de vários modelos – cada linha tem um número, que é a seleção do usuário para entrada. Por fim, o usuário escolhe a altura do *hub* – nesse ponto, sabe-se que os dados medidos são em sua maioria na altura de 10 metros acima do solo, portanto faz-se necessário a escolha de um modelo de previsão do perfil de velocidades com variação da altura. O perfil do escoamento predominante na subcamada inercial da Camada Limite Atmosférica é o logarítmico (STULL, 1988) . No entanto, na falta de dados para a aplicação da teoria similaridade de Monin-Obhukov (STULL, 1988), o perfil usado é

obtido usando uma lei de potência (IRWIN, 1979; GUALTIERI, 2012), mostrado na Eq. (12) com classes de estabilidade Pasquill-Gifford (COULTER, 1994) dada em função da velocidade do vento e radiação solar para valores diurnos, e método de Turner (VENKATRAN, 1996) para valores noturnos. Esses métodos são utilizados no estudo de dispersão de poluentes. Apesar de não ser o método de maior precisão, ele serve para os propósitos dessa dissertação.

Perfil do Vento pela Lei de Potência com classes de estabilidade:

$$U_z = U_r \cdot \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^p \quad (12)$$

Onde:

- $U_z$  é a velocidade na altura desejada;
- $U_r$  é a velocidade na altura de medição;
- $Z$  é a altura desejada;
- $Z_r$  é a altura de medição;
- $P$  é o coeficiente de classe de estabilidade.

Existem valores padrão indicados de coeficientes  $P$  que podem ser usados para meios rurais e urbanos, conforme a Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 - Coeficientes indicados para o perfil exponencial de velocidade de ventos. Fonte: (WEBMET, 2019a).

Classe de estabilidade	Coeficiente Urbano	Coeficiente Rural
A	0,15	0,07
B	0,15	0,07
C	0,2	0,1
D	0,25	0,15
E	0,3	0,35
F	0,3	0,55

Para períodos diurnos, o modelo Radiação solar/Delta-T (SRDT) usa a velocidade na camada superficial (medida próxima a 10 metros) em combinação com medidas de radiação solar. Os valores extraídos do modelo para estimar as categorias de estabilidade Pasquill-Gifford são dados pela Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 - Categorias de estabilidade P-G de acordo com o modelo SRDT. Fonte: (WEBMET, 2019c).

Velocidade do vento [m/s]	Radiação solar [W/m <sup>2</sup> ]			
	≥ 925	925 – 675	675 – 175	< 175
< 2	A	A	B	D
2 – 3	A	B	C	D
3 – 5	B	B	C	D
5 – 6	C	C	D	D
≥ 6	C	D	D	D

Em períodos noturnos, o modelo de Turner para estimar as categorias de estabilidade Pasquill-Gifford é dividido de acordo com o Índice de Radiação Líquida – para períodos noturnos, esse índice se baseia na cobertura de nuvens:

- a. Para coberturas de nuvens menores ou iguais a 0,4 esse índice tem valor -2; e
- b. Para coberturas de nuvens acima de 0,4 esse índice tem valor de -1.

A Tabela 5 faz a equivalência dos índices com as classes de estabilidade, de acordo com a velocidade do vento:

Tabela 5 - Categorias de estabilidade P-G de acordo com o modelo de Turner noturno. Fonte: (WEBMET, 2019b).

Velocidade do vento [m/s]	Índice de Radiação Líquida	
	-1	-2
0 – 0,7	F	F
0,8 – 1,8	F	F
1,9 – 2,8	E	F
2,9 – 3,3	E	F
3,4 – 3,8	D	E
3,9 – 4,8	D	E
4,9 – 5,4	D	E
5,5 – 5,9	D	D
≥ 6	D	D

Definido o tratamento de dados eólico, os dados de velocidade são utilizados para gerar o arquivo que será a entrada para a simulação da planta eólica. Sendo assim, a próxima etapa é definir os parâmetros técnicos utilizados no *software* SAM. Assim como nos outros modelos, a interface da parte eólica do SAM é dividida em abas, contendo os principais tópicos – recurso eólico, modelo de turbina, parque eólico e parte financeira.

A primeira aba é para definição do recurso eólico – o usuário pode optar entre utilizar um arquivo de dados anemométricos ou a distribuição de Weibull para simulação. O arquivo de dados deve conter 8760 linhas, uma para cada hora do dia ao longo de um ano. As colunas devem representar os valores dos seguintes parâmetros: temperatura na altura X (°C), pressão na altura X (atm), direção do vento na altura X (graus) e velocidade na altura X (m/s). O arquivo pode conter mais de uma altura de referência e para cada altura deve-se ter os quatro parâmetros mencionados. Esse arquivo é contruído com os resultados da rotina computacional. Já a distribuição de Weibull é geralmente utilizada para modelar o tempo até a falha de diversos sistemas físicos (MONTGOMERY; RUNGER, 2003). No trabalho de Barbosa et al. (2004), o autor cita diversos outros autores que trabalharam com esse tipo de distribuição para analisar a frequência dos ventos. A função de densidade de probabilidade calcula a probabilidade de determinada velocidade vai ocorrer em determinado período de tempo, dada pela Eq. (13) a seguir:

$$f(x) = \left(\frac{a}{b}\right) \left(\frac{x}{b}\right)^{a-1} \exp \left[ -\left(\frac{x}{b}\right)^a \right] \quad (13)$$

Onde:

- x é a variável aleatória – nesse caso, a velocidade do vento;
- a é o fator de forma (adimensional e positivo);
- b é o fator de escala (mesma unidade da variável x e positivo).

Segundo Peron (2017), os valores típicos para o fator de forma “a” estão entre dois e três, sendo que valor próximo de um indica regime de vento altamente variável e valores maiores que três indicam regime de vento estável, ou seja, quanto maior o valor desse fator de forma, mais constantes são os ventos da região com menor ocorrência de valores extremos – a Tabela 6 mostra os fatores de forma e de escala para a região de Macau, obtidos através do estudo de Barbosa et al. (2004), confirmando os valores entre dois e três para o fator de forma.

Tabela 6 - Fatores de forma e de escala para a cidade de Macau, RN. Fonte: (BARBOSA et al., 2004), adaptado.

	Fator de forma (a)	Fator de escala (b)		Fator de forma (a)	Fator de escala (b)
Janeiro	2,85	4,6	Julho	3,05	6
Fevereiro	2,64	4	Agosto	3,4	6,67
Março	2,64	4,69	Setembro	3,11	6,59
Abril	2,77	4,99	Outubro	2,89	6,06
Maior	2,84	5,43	Novembro	3,07	4,85
Junho	3,07	5,55	Dezembro	2,84	4,61

Apesar de ser estudada para a região Nordeste (BARBOSA et al., 2004; LIMA et al., 2011; SILVA, 2003), a opção de selecionar a distribuição de Weibull gerou resultados no *software* que não possibilitam a combinação horária com a planta heliotérmica porque a geração de energia elétrica obtido é o mesmo valor ao longo de todos os dias do ano. Além disso, quando esse opção de recurso é selecionado, o SAM simula somente a produção de uma turbina, não sendo capaz de modelar um parque completo – a influência das outras turbinas e a direção do vento não tem influência nos cálculos. Por esses motivos, optou-se pela construção do arquivo de dados através da metodologia mencionada anteriormente.

Na segunda aba é feita a seleção do modelo de turbina eólica. O usuário pode escolher de uma lista que o SAM apresenta, onde cada uma apresenta a respectiva curva de potência. Caso desejado, o usuário pode personalizar o modelo de turbina, determinando as variáveis de:

- Potência;
- Altura do *hub*;
- Coeficiente de potência máximo;
- Velocidade da ponta da pá máxima;
- Velocidade de corte inicial e final;
- Tipo de caixa de redução, projeto das pás e torre.

No caso de personalização, o SAM tem uma rotina de boas práticas de cálculo que pode ser usada para determinação desses parâmetros. Em qualquer modelo a altura do *hub* deve ser definida, levando em conta o diâmetro do modelo de turbina escolhida e a opção com o “coeficiente de cisalhamento” – quando o método de recurso eólico selecionado é o arquivo de dados, o *software* ignora esse valor se o arquivo possui essa entrada de altura, caso contrário, ele utiliza a Eq. (14) para determinar a velocidade da altura. Como o arquivo de dados utilizado já possui a altura desejada obtida através dos modelos explicados anteriormente, esse parâmetro é somente para conhecimento do funcionamento do *software* e não será utilizado.

$$V_h = V_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (14)$$

Onde:

- $V_h$  é a velocidade calculada para a altura  $h$  desejada;
- $V_0$  é a velocidade de referência na altura  $h_0$  de referência;
- $\alpha$  é o coeficiente de cisalhamento.

Para o cálculo da potência gerada, o SAM utiliza a curva de potência da turbina que em sua maioria tem 160 pontos de dados. Caso a velocidade esteja entre dois pontos, o *software* usa interpolação linear da Eq. (15) para calcular a potência gerada:

$$P(V_h) = \frac{P(V_2) - P(V_1)}{V_2 - V_1} (V_h - V_1) + P(V_1) \quad (15)$$

Onde:

- $V_1$  e  $V_2$  são velocidades de um ponto anterior e posterior, respectivamente;
- $P(V_1)$  e  $P(V_2)$  são as potências geradas pelas velocidades de referência;
- $P(V_h)$  e  $V_h$  são a potência que se deseja calcular e a velocidade encontrada que não possui ponto na tabela.

A próxima aba corresponde a definição do *layout* do parque eólico. O SAM considera que todas as turbinas estão na mesma altura e que o coeficiente de cisalhamento é o mesmo em todo o parque. O usuário tem três opções: simular somente uma turbina, determinar a potência de saída do parque eólico ou determinar o número

de turbinas. Se mais de uma turbina for simulada, existem outras duas opções com relação ao *layout*: (a) definir manualmente as distâncias entre fileiras, espaçamentos de turbinas, angulação das fileiras em relação ao Norte, número de turbinas por fileira, etc., ou (b) importar um arquivo as coordenadas de cada turbina. Após a definição do *layout*, o usuário deve escolher o tipo de modelo de esteira: modelo simples, modelo Park (WAsP) ou modelo de viscosidade turbulenta (*Eddy viscosity*). O referencial técnico a respeito da planta eólica é proveniente de Freeman et al. (2014), com apresentação dos modelos de esteira e outros detalhes. Por simplicidade, a escolha do layout foi feita de acordo com as boas práticas que o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro indica (AMARANTE et al., 2001), com distância entre fileiras de 10 vezes o diâmetro da turbina e lateralmente de cinco vezes.

Seguindo para a planta solar, sabe-se que a mesma deve ficar no estado de Pernambuco, portanto deve-se escolher a região dentro do estado. Baseando-se na Figura 26 que mostra a radiação direta normal, duas regiões que possuem estações de medição e altos índices de radiação foram separadas (marcadas em preto). Para desempate foram utilizados os dados da plataforma *Global Solar Atlas* (parte do SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*) e a cidade de Petrolina foi escolhida.

Resolvida a questão da localidade, o próximo passo é o *download* do ano representativo no SAM a partir das coordenadas geográficas de Petrolina: latitude  $-9,39^\circ$  e longitude  $-40,51^\circ$ . O *software* possui em seu banco de dados interno o arquivo e o mesmo já tem o formato e número de linhas próprio para o *software*, portanto não existe tratamento de dados nessa etapa.

O SAM é separado por abas, indicando os principais tópicos de uma planta de potência. No caso da planta heliotérmica, pode-se dividir a planta em três blocos principais: campo solar, bloco de potência e armazenamento térmico. O primeiro bloco é o campo solar, que contém as abas de campo solar, coletores e receptores. Nessa parte de campo solar, o usuário tem a opção de escolher o método de solução: múltiplo solar ou abertura do campo. Na opção de múltiplo solar, o usuário define com valor desejado e o SAM calcula a abertura do campo e o número de *loops* de coletores baseado no número de coletores por *loop*. Na opção de abertura do campo, o usuário define a

abertura do campo (área de recebimento da energia solar) e o SAM calcula o múltiplo solar correspondente. Por conta da definição simples e direta de múltiplo solar, optou-se por essa opção de solução.

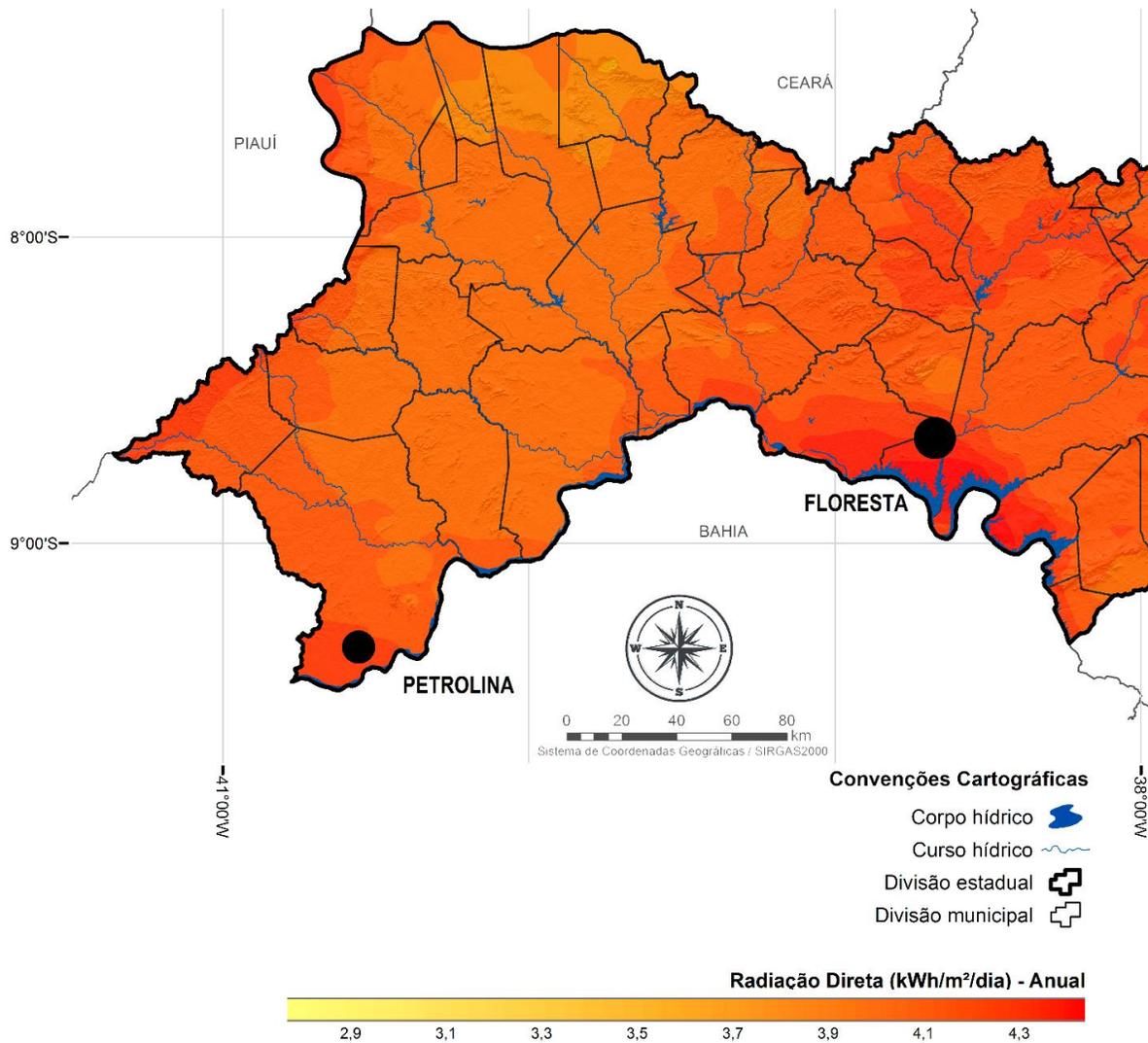


Figura 26 - Mapa de radiação direta normal do estado de Pernambuco. Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, 2017, Adaptado.

A escolha do fluido é de suma importância para a eficiência do ciclo e emissões, dependendo basicamente da temperatura fonte e do sumidouro de calor. Ele pode ser classificado de acordo com a curva de saturação de vapor do diagrama Temperatura x Entropia (T-s) como: molhado, isoentrópico e seco, ilustrada pela Figura 27. Saleh et al. (2007) fez o estudo de 31 fluidos diferentes para ciclo ORC geotérmico. Franchetti et al. (2016) comparou 17 fluidos em aplicação específica para recuperação de calor em

motores de combustão interna. Drescher & Brüggemann (2007) estabeleceram condições padrão para avaliar aproximadamente 700 fluidos a partir de um banco de dados para cogeração em plantas de biomassa. Mesmo com extenso estudo na comparação dos fluidos, nenhum pode ser tomado como o melhor entre todos, pois diferentes tipos de fonte de calor e condições de trabalho levam a diferentes fluidos como opção ótima, assim como diferentes tipos de indicadores (eficiência do sistema, térmica, exergética, trabalho produzido, perdas) levam a diferentes opções (BROWN; BRIGNOLI; QUINE, 2015; LAI; WENDLAND; FISCHER, 2011; TCHANICHE et al., 2011).

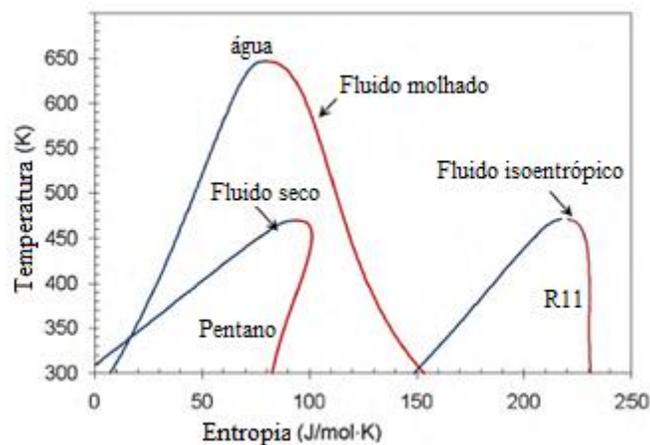


Figura 27 - Classificação dos fluidos quanto a curva de saturação de vapor no diagrama T-s. (CHEN; GOSWAMI; STEFANAKOS, 2010) Adaptado.

Diversas propriedades termodinâmicas, químicas, ambientais e financeiras devem ser levadas em consideração. O fluido de transferência de calor escolhido é o Therminol VP-1 (EASTMAN, 2019), por se tratar de um fluido amplamente utilizado na indústria heliotérmica e atender a maioria das propriedades termodinâmicas a seguir (ALJUNDI, 2011; CHEN; GOSWAMI; STEFANAKOS, 2010; HE et al., 2012; INVERNIZZI; IORA; SILVA, 2007; LARJOLA, 1995; LIU; CHIEN; WANG, 2004; MACCHI; PERDICHIZZI, 1981; MAIZZA; MAIZZA, 2001; WANG et al., 2012):

- a. Curva de vapor positiva ou isoentrópica: garante que após a expansão só exista vapor saturado ou superaquecido;
- b. Calor latente de vaporização: fluidos com alto calor latente de vaporização produzem maior trabalho por unidade quando temperatura e outros parâmetros

são definidos. Entretanto, quando a aplicação é calor recuperado, fluidos com baixo calor latente são preferíveis. Do ponto de vista de eficiência exergética (trabalho produzido/exergia de entrada), quanto menor a taxa de entalpia de vaporização (calor latente de vaporização / calor sensível), maior é a eficiência exergética;

- c. Densidade: alta densidade de vapor é um fator chave. Se o fluido possui baixa densidade de vapor, faz-se necessária uma taxa volumétrica maior e conseqüentemente uma queda de pressão maior nos trocadores de calor, fazendo seu tamanho aumentar;
- d. Calor específico: quanto menor o calor específico na fase líquida, menor o trabalho consumido pela bomba. Entretanto, esses dois parâmetros não estão necessariamente ligados;
- e. Temperatura crítica: mesmo com o a eficiência do sistema sendo uma fraca função da temperatura crítica, os maiores valores foram encontrados para fluidos com alta temperatura crítica, dadas as temperaturas de evaporação e condensação. Entretanto isso implica em baixa pressão de condensação, comprometendo o projeto da planta. Estudos da temperatura crítica devem ser feitos levando em conta a densidade específica de vapor e a pressão de condensação para a escolha que permite o melhor *trade-off* entre as propriedades;
- f. Peso molecular: quanto maior o peso, menor a velocidade periférica e o número de estágios da turbina;
- g. Complexidade molecular: é diretamente relacionada com a classificação do fluido (molhado, isoentrópico ou seco). Se a complexidade molecular aumenta, a taxa de capacidade de calor diminui e a derivada da curva de vapor saturado tende a ficar positiva;
- h. No projeto preliminar da turbina, quanto menor a complexidade molecular, menor é a eficiência isoentrópica da turbina;
- i. Viscosidade: baixa viscosidade permite menos perdas por atrito;
- j. Condutividade: quanto maior a condutividade, melhor para as trocas de calor.

O SAM utiliza a divisão do campo solar por *loops*, onde cada um contém um número determinado (pelo usuário) de “montagem de coletores parabólicos”, tratados aqui apenas como coletores. Cada montagem dessa tem um número de módulos, também definido pelo usuário. Além dos loops, o SAM também divide o campo em subseções. O modelo de balanço de energia é feito uma vez para cada coletor para determinação da temperatura de entrada e saída, com método transiente de entrada de fluxo mássico, energia absorvida, energia interna e saída de fluxo mássico. A temperatura de entrada no primeiro coletor é baseada na temperatura de saída do bloco de potência e a temperatura de saída com campo solar é baseada em toda energia acumulada/perdas ao longo da tubulação. Para manter a regulação de temperatura especificada pelo usuário, o software utiliza um algoritmo que varia o fluxo mássico do fluido de transferência de calor (HTF – *Heat Transfer Fluid*).

No caso de o fluxo mássico ser muito baixo, o SAM atualiza esse valor para o mínimo possível e recalcula a temperatura de saída para saber se está dentro do limite que o usuário determinou. No oposto, quando o fluxo mássico precisa ser acima do máximo para manter a temperatura de saída, o *software* entra com o controle de desfocar os coletores, selecionado pelo usuário como total ou parcial, sendo parcial sequencial ou simultâneo. As temperaturas de entrada e saída do *loop* são determinadas pelo usuário.

O coletor parabólico tem o erro de cosseno associado à absorção de energia, portanto o SAM calcula o rastreamento de forma à minimizar esse erro e aumentar a absorção de energia. Outras perdas também estão associadas ao coletor, por exemplo sombreamento da fileira adjacente, ângulos de início e fim de operação, erro de rastreamento, etc. O SAM oferece ao usuário a opção de editar o coletor e o receptor.

O tubo absorvedor é modelado por um sistema unidimensional de fluxo de energia, somente o gradiente de temperatura radial é considerado. A energia passa pela primeira camada (envelope), onde parte dela é refletida e parte absorvida. A parte restante chega ao absorvedor. O *software* aborda essa questão através de resistências equivalentes, seguindo do espaço até o contato com o HTF: convecção/radiação, condução, convecção/radiação, absorção, condução e convecção. O diâmetro da

tubulação que faz a distribuição do HTF nos tubos absorvedores é calculada pelo SAM para que o fluxo mássico fique dentro do especificado pelo usuário.

O segundo bloco é o bloco de potência, contendo somente essa aba. O usuário seleciona a potência bruta e o fator de conversão potência-rede, obtendo a potência líquida. Apesar de a transformação de energia térmica em energia mecânica ser realizada por diversos ciclos, o SAM utiliza o ciclo a vapor Rankine, portanto baixas temperaturas com diferentes fluidos de transferências de calor que poderiam utilizar um ciclo Rankine orgânico não oferecem resultados confiáveis. O ciclo Rankine padrão utilizado pelo SAM contém uma turbina com três estágios (alta, média e baixa pressão) com sangria entre os estágios (padrão de 2% do fluxo mássico, que é extraída e substituída por água fresca) e na parte de aquecimento da água tem-se um pré-aquecimento, a caldeira e o super aquecimento. O condensador que rejeita calor pode ser seco ou molhado (opção do usuário, nesse estudo molhado). O volume de controle para o balanço de energia compreende todo bloco de potência, incluindo trocadores de calor, turbina, aquecedores, condensadores, bombas, etc. O modelo para determinar a potência fora das condições de projeto é baseado em uma abordagem de experimentos, considerando três variáveis principais: temperatura de entrada do HTF no ciclo de potência (mesmo valor que a temperatura de projeto na saída do *loop* de coletores), pressão no condensador e fluxo mássico de HTF. A temperatura de saída do HTF do ciclo de potência (mesmo valor que a temperatura de projeto na entrada do *loop* de coletores) é calculada pela quantidade de calor trocada e considera a variação do calor específico do HTF de forma linear.

O terceiro bloco é o armazenamento térmico – característica marcante que diferencia a planta heliotérmica. O modelo padrão do SAM é de dois tanques, um com o fluido em alta temperatura e outro com “baixa” temperatura, ambos com a consideração de não estratificação térmica. A unidade de medida do armazenamento é comumente chamada de “horas de armazenamento”, que corresponde ao número de horas que a planta heliotérmica pode operar na potência nominal utilizando apenas o armazenamento. Entretanto, o número escolhido pelo usuário não corresponde fielmente ao número total de horas operantes, pois nesse número não são consideradas perdas

térmicas. No caso de armazenamento direto (quando o HTF é usado no armazenamento), o modelamento do balanço de energia temporal é função da perda de calor do tanque, fluxo mássico de entrada e saída. No caso de armazenamento indireto (quando o HTF é diferente do fluido de armazenamento), o modelo dos trocadores de calor é feito pelo método da eficiência-NTU (*number of transfer units*), onde são conhecidas as variáveis de temperatura de entrada, fluxo mássico e o coeficiente global de troca de calor. A parte de controle lógico é feito por uma série de decisões do SAM, basicamente que atuam em quatro modos de operação da planta. Todo o referencial citado acima sobre o *software* é proveniente de (WAGNER; GILMAN, 2011), onde são encontrados maiores detalhes sobre os modelamentos.

Por fim, a partir dos resultados combinados das simulações das plantas eólica e solar, e com base na curva de demanda da região Nordeste, o sistema de despacho do armazenamento térmico da planta heliotérmica é otimizado para o mais próximo acima da curva de forma linear. Os dados sobre a demanda são do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), disponíveis para visualização na página de Curva de Carga Horária, como mostra a Figura 28. A unidade de medida pode chamar atenção: MWh/h – essa unidade é geralmente utilizada para indicar demanda, uma espécie de energia elétrica demandada por hora.

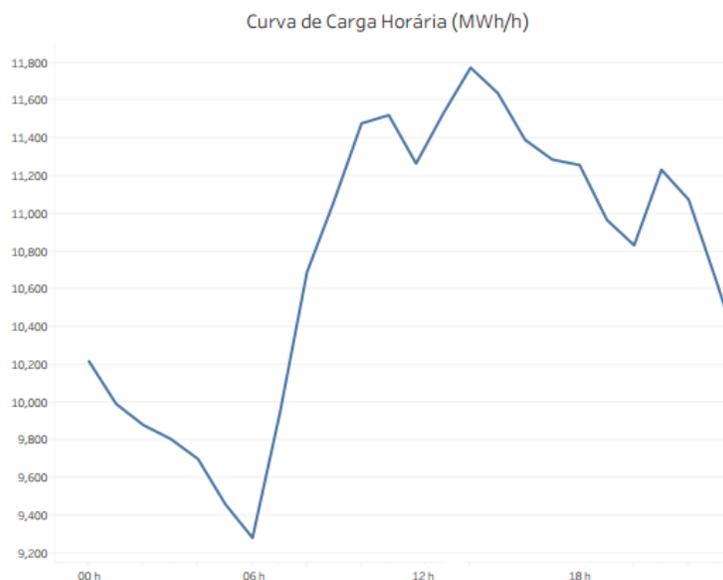


Figura 28 - Curva de carga horária do Nordeste em um dia qualquer do mês de maio de 2018. Fonte: ONS, 2019.

## 4.2 Simulação

O objetivo das simulações é otimizar as duas plantas para que no final, com a soma das produções individuais a demanda de energia elétrica da região Nordeste possa ser atendida e a produção seja o mais linear possível. Para isso, define-se como os parâmetros de referência para uma planta “ótima”: maior fator de capacidade e o menor custo normalizado de energia (LCOE) – o último indicador será calculado com base nos custos padrão do *software*, essa escolha é justificada pela abordagem do estudo ser técnica e não financeira, apesar das duas estarem conectadas. De acordo com o boletim divulgado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2019), existem aproximadamente 435 parques eólicos no Nordeste. Partindo desse número, tem-se que a usina combinada pode contribuir com 1/435 (aproximadamente 0,3% da demanda total) da demanda média mensal da região Nordeste. Com os fatores de capacidade estimados em 25%, tem-se que a potência nominal de 100 MW seria adequada, divididas de forma igual, com 50 MW para planta CSP com armazenamento e 50 MW para a planta eólica.

O primeiro passo para iniciar a simulação no SAM é a escolha da tecnologia – na simulação eólica, essa escolha é direta e não possui ramificações do tipo *on shore* ou *off shore*. Uma vez escolhida a tecnologia, é preciso escolher o tipo de modelo econômico que será utilizado – considerando que os valores serão representativos, optou-se pelo método PPA *Single Owner*. A sigla PPA vem de *Power Purchase Agreement*, o que quer dizer um acordo entre o produtor único (*single owner*) e o comprador.

Após definidas a tecnologia e o modelo financeiro, o próximo passo é a escolha da localização. Essa etapa foi baseada nos estudos de Peron (2017) sobre índice de correlação e os dados explicados anteriormente. A cidade escolhida é a de Macau, no estado do Rio Grande do Norte. Conforme mencionado anteriormente, o perfil de velocidades do vento pode ser calculado para qualquer altura. Segundo o relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2009), a preferência de potência unitária das turbinas em 2009 era entre 2 e 3 MW instaladas a cerca de 100 m de altura para melhor relação custo-benefício. Considerando os avanços tecnológicos ocorridos nos últimos anos e as turbinas utilizadas nos parques nacionais, os valores de potência estão entre

2 e 3 MW com torres de 150 metros de altura. Sendo assim, definiu-se a altura do *hub* em 150 metros.

Seguindo a metodologia, a partir da localidade e altura do *hub* definidas, pode-se executar a rotina computacional para gerar o perfil de velocidades na altura desejada. A Figura 29 a seguir ilustra os valores médios para um dia obtidos para cada mês do ano. De forma geral, observa-se um vale no horário de 6 horas e dois leves picos, um às 15 horas e outro às 18 horas (para alguns meses). O vale acentuado pode ser causado pela transição dos modelos do perfil de velocidade noturno-diurno, entretanto, se houvesse disparidade de informações essa diferença considerável poderia ser notada na transição diurno-noturno. Esse comportamento acompanha os dados obtidos através da plataforma de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), mostrado na Figura 30, entretanto as oscilações não são tão grandes. Esse ponto é justificável pelo fato de que os dados do AMA são para o estado do Rio Grande do Norte, com a média de medições em 111 estações. Sendo assim, os dados estão prontos para gerar o arquivo no formato que o SAM possa compilar. A primeira simulação é um cenário base para utilizar a função de otimização do SAM. Os dados de localização, altura do *hub* e tamanho da planta devem ser aqueles definidos previamente, porém pode-se escolher qualquer modelo de turbina eólica. A segunda simulação já é o cenário otimizado.

No caso da planta solar concentrada, optou-se pela tecnologia de concentrador parabólico devido à maturidade da tecnologia. O tipo de modelo econômico que será utilizado é o mesmo que a planta eólica: PPA *Single Onwer*. A localização foi definida com base nos estudos de Peron (2017) sobre índice de correlação, alinhado com locais com alta radiação direta normal (DNI – *direct normal irradiance*) no estado de Pernambuco, explicado anteriormente. A cidade de Petrolina, apresenta alto índice de DNI (aproximadamente 2050 kWh/m<sup>2</sup>/ano) e a proximidade ao Rio São Francisco, permitindo uso da água para limpeza dos espelhos e resfriamento da água que sai da turbina da planta CSP.

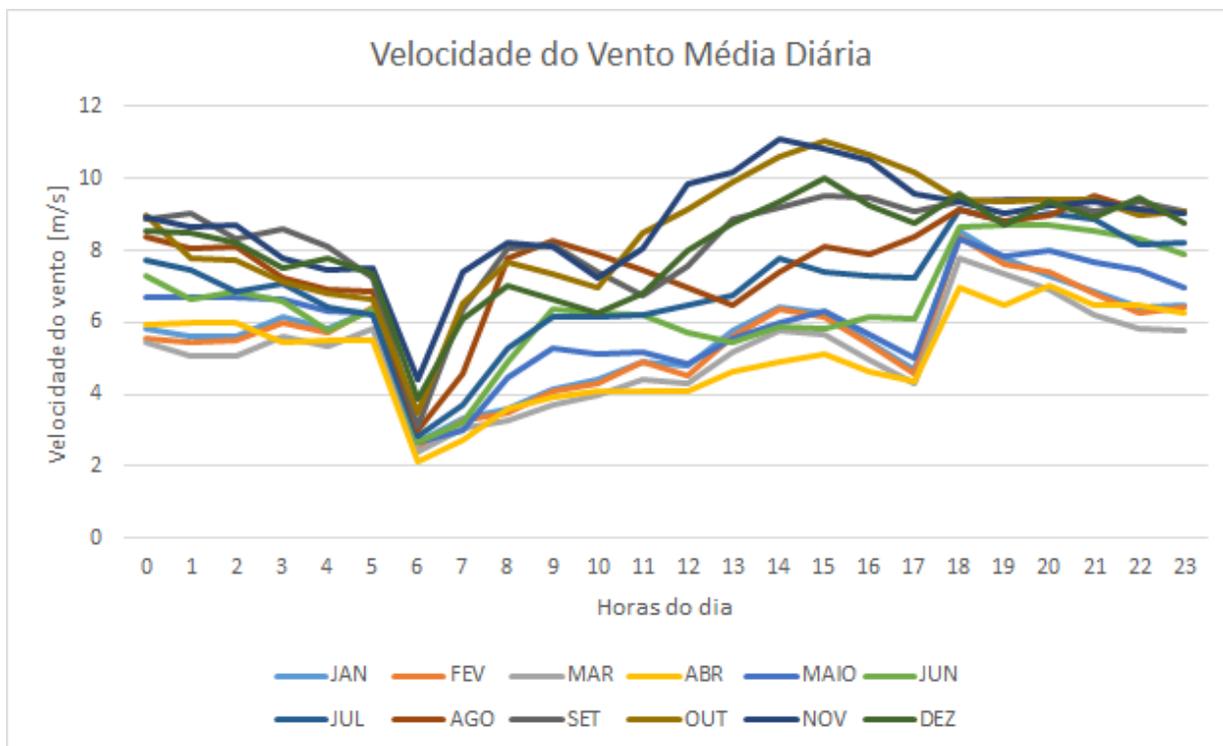


Figura 29 - Velocidade média diária de todos os meses do ano, obtidos a partir do tratamento de dados da cidade de Macau para a altura de 150 m.

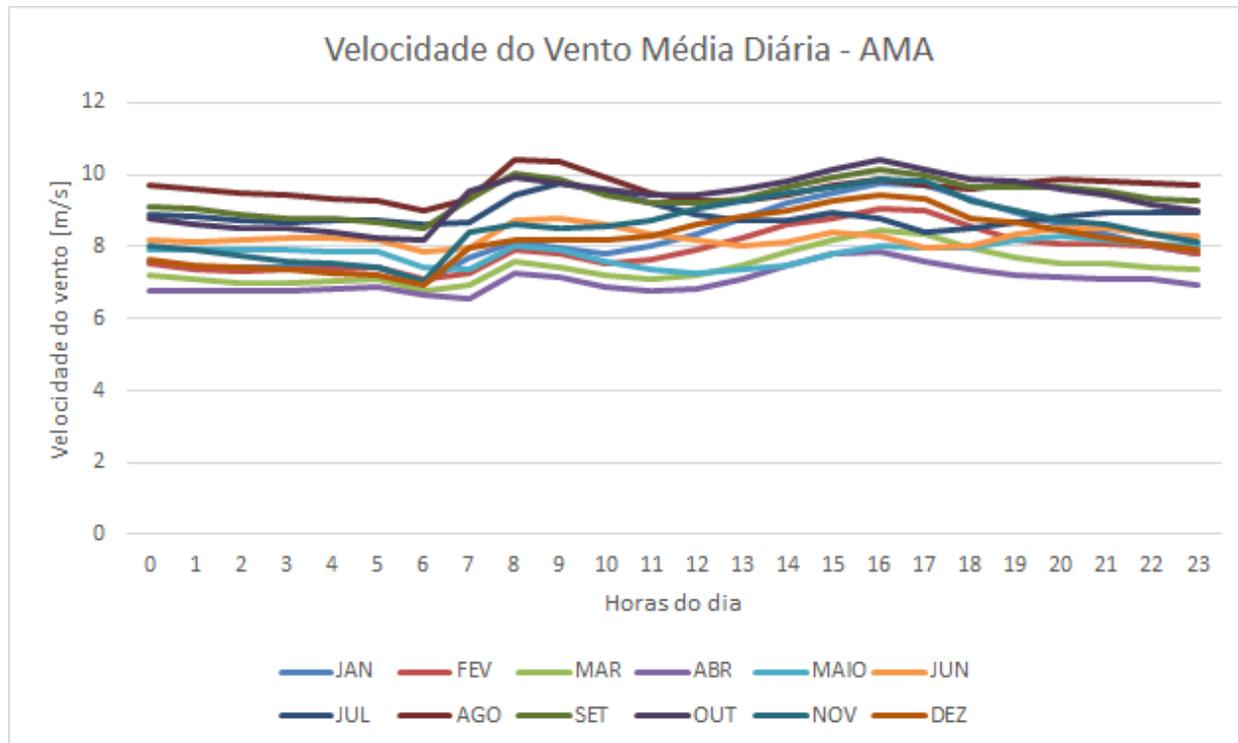


Figura 30 - Velocidade média diária de todos os meses do ano, obtidos a partir do banco de dados Acompanhamento de Medições Anemométricas.

A primeira etapa é a planta solar sem armazenamento térmico. Essa simulação ilustra o comportamento de uma planta solar comum e que poderia ser comparado a uma planta fotovoltaica. O segundo cenário é a base para a otimização – o armazenamento térmico é o valor padrão de 6 horas. A terceira simulação é a planta otimizada de acordo com a metodologia adotada, explicada posteriormente na seção sobre otimização. Por fim, a quarta etapa consiste em uma série de simulações até que o modelo de despacho do armazenamento térmico seja adequado à demanda elétrica quando combinadas as produções elétricas da planta CSP com a planta eólica.

A Figura 31 mostra o perfil anual médio de DNI e velocidade do vento nas localidades escolhidas, Petrolina e Macau, respectivamente. Além do perfil horário, é interessante conhecer a permanência de velocidade e de radiação, conforme destaca o primeiro relatório técnico da EPE sobre usinas híbridas (EPE, 2017). O perfil da Figura 32 mostrado para o recurso solar indica se a radiação média avaliada é dada através de picos ou valores constantes – sabendo que o projeto de um CSP é viável com recurso solar médio anual maior que  $217 \text{ W/m}^2$ , observa-se que esse valor é atendido em aproximadamente 72% do período com radiação maior que zero. No caso eólico mostrado na Figura 33, a o histograma está associado à Distribuição de Weibull, mencionada anteriormente – quanto mais compacta é a distribuição, maior o fator de forma e conseqüentemente maior estabilidade. A Tabela 7 mostra os índices de correlação com base nos recursos solar, eólico e a demanda da região Nordeste – novamente, valor de -1 indica complementariedade, +1 comportamento semelhante e 0 nenhum dependência. Observa-se que os recursos solar e eólico estão com valores negativos, o que confirma a tabela elaborada por Peron (2017).

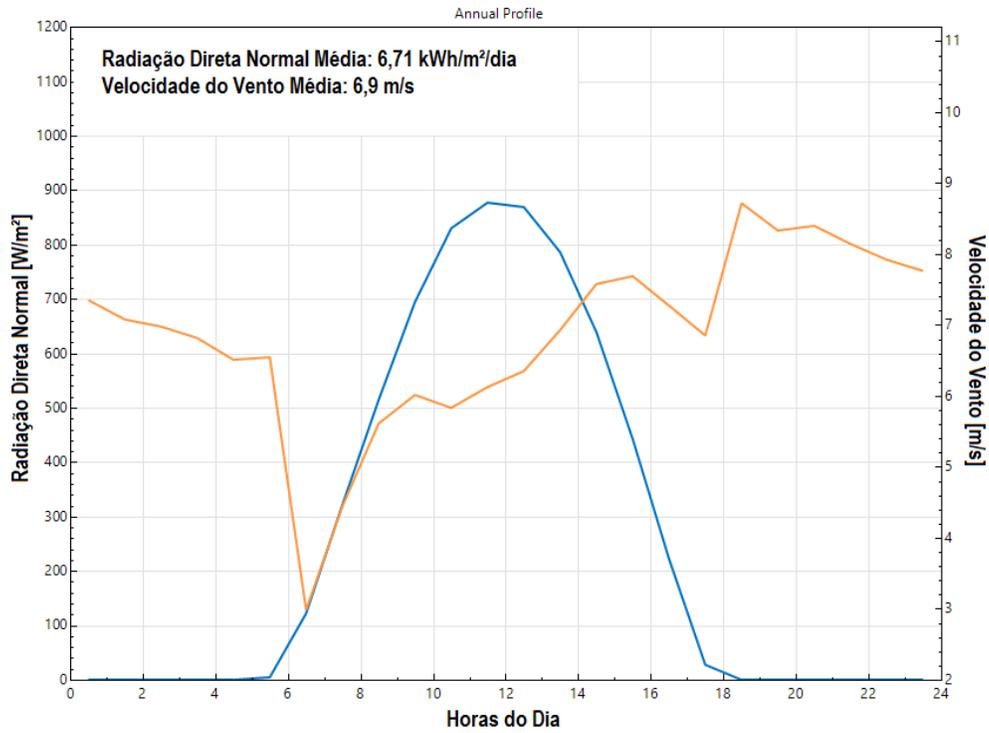


Figura 31 - Perfil médio anual de radiação direta normal (laranja) e velocidade do vento (azul) ao longo do dia. Fonte: SAM adaptado.

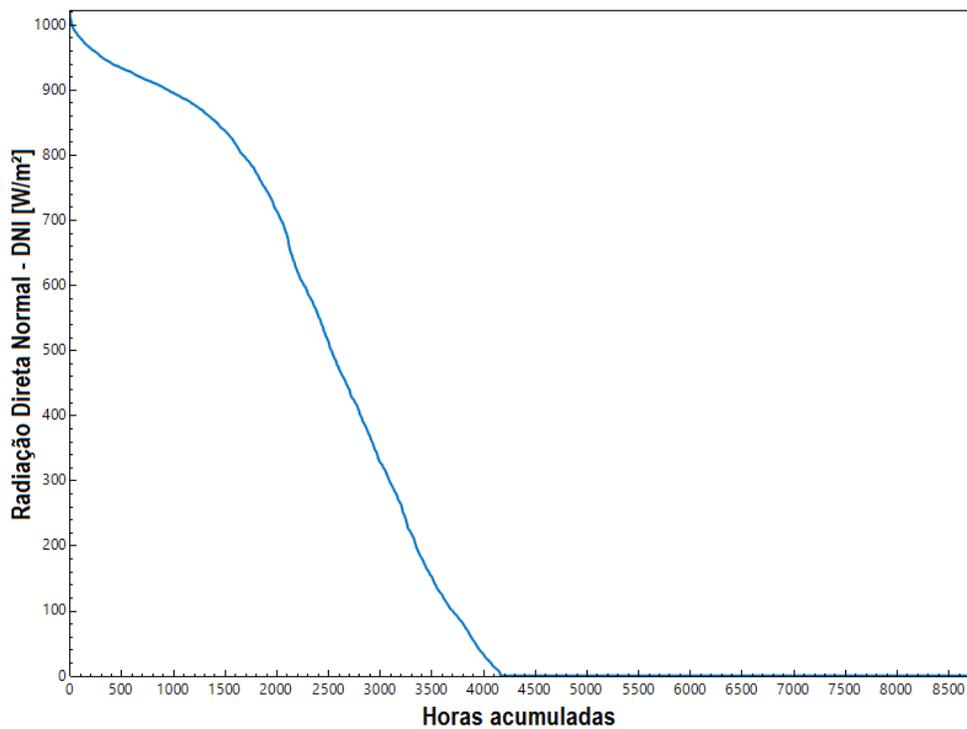


Figura 32 - Permanência do recurso solar ao longo do ano. Fonte: SAM, adaptado.

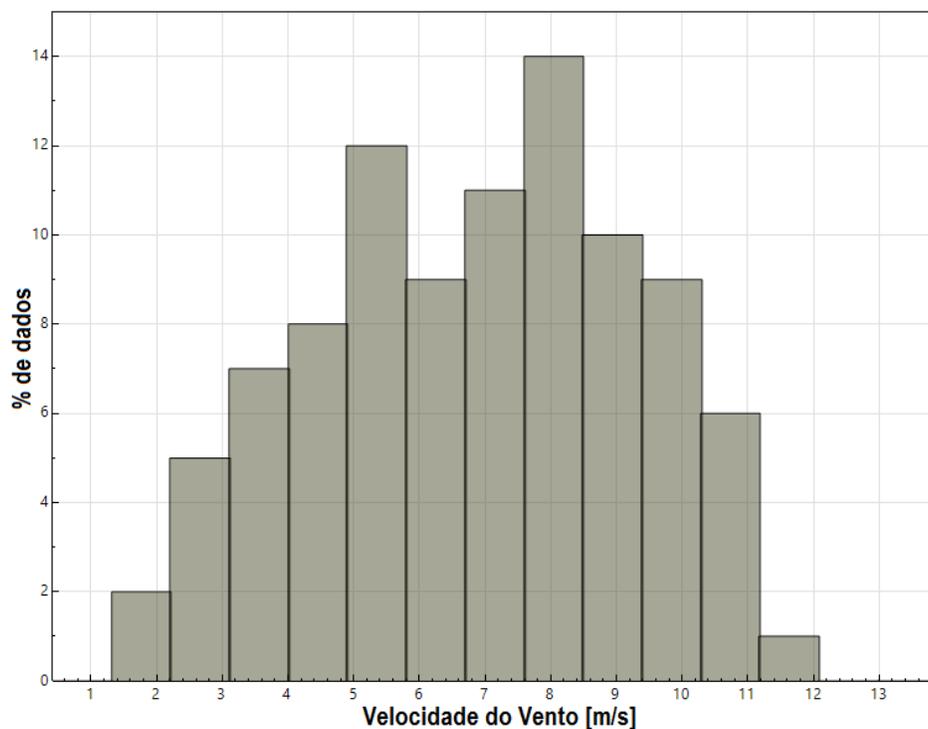


Figura 33 – Histograma do recurso eólico ao longo do ano. Fonte: SAM, adaptado.

Tabela 7 - Índices de correlação para as combinações do recurso solar, recurso eólico e a demanda da região Nordeste.

	DNI vs Demanda	Vel. Vento vs Demanda	DNI vs Vel. Vento
Janeiro	0,309	0,266	-0,522
Fevereiro	0,196	0,267	-0,504
Março	0,452	0,199	-0,480
Abril	0,083	0,190	-0,585
Mai	0,031	0,265	-0,541
Junho	-0,051	0,262	-0,369
Julho	-0,022	0,548	-0,432
Agosto	0,060	0,549	-0,403
Setembro	0,163	0,562	-0,448
Outubro	0,143	0,745	-0,155
Novembro	0,115	0,763	-0,027
Dezembro	0,165	0,647	-0,391

## 5. Resultados

### 5.1 Resultados Parciais

Esta seção apresenta os resultados das primeiras simulações – como mencionado anteriormente, nessa etapa foram modificados somente os parâmetros básicos para alinhar a simulação na questão de localização, potência e altura do hub (no caso eólico). Os outros parâmetros foram mantidos padrão do software.

A seguir são apresentados os parâmetros utilizados para simulação da planta heliotérmica com armazenamento térmico:

1. Localização e Recurso: Petrolina, Pernambuco.
  - a. Latitude:  $-9,39^\circ$ ;
  - b. Longitude:  $-40,51^\circ$ ;
  - c. Elevação: 306 m;
  - d. DNI anual:  $6,71 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ;
  - e. Temperatura média:  $25,9 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
  - f. Velocidade média do vento:  $4,1 \text{ m/s}$ .
2. Campo Solar:
  - a. Parâmetros do campo solar:
    - i. Múltiplo solar: 2;
    - ii. Espaço entre fileiras: 15 metros;
    - iii. *Stow angle*:  $170^\circ$  – ângulo no qual os coletores são posicionados quando ocorre grande carga de vento;
    - iv. *Deploy angle*:  $10^\circ$  – ângulo no qual o coletor começa o período de trabalho;
    - v. Número de subseções de campos: 2 – quantos blocos de coletores existem na planta;
    - vi. Rugosidade do duto:  $0,0000457 \text{ m}$  (tubo de aço comercial);
    - vii. Eficiência da bomba do fluido de transferência de calor (HTF): 0,85;
    - viii. Temperatura de proteção ao congelamento:  $150 \text{ }^\circ\text{C}$  – valor baseado no tipo de fluido e sua temperatura de solidificação;
    - ix. Irradiação de projeto:  $950 \text{ W/m}^2$ ;

- x. Permitir desfoccolização parcial: simultânea – todos os coletores são desfocados baseados nas operações acima do limite do bloco de potência.
- b. Fluido de transferência de calor:
    - i. HTF: Therminol VP-1 – óleo orgânico sintético;
    - ii. Temperatura de operação mínima do fluido no campo: 12 °C;
    - iii. Temperatura de operação máxima do fluido no campo: 400 °C
    - iv. Temperatura de entrada no loop: 293 °C;
    - v. Temperatura de saída no loop: 391 °C;
    - vi. Fluxo de massa mínimo aceitável em um loop único: 1 kg/s;
    - vii. Fluxo de massa máximo aceitável em um loop único: 12 kg/s;
    - viii. Velocidade mínima do fluido através do loop: 2 m/s;
    - ix. Velocidade máxima do fluido através do loop: 3 m/s;
  - c. Ponto de projeto:
    - i. Eficiência de conversão total no loop: 0,69;
    - ii. Número atual de loops: 82;
    - iii. Área refletiva total: 430.336 m<sup>2</sup>;
    - iv. *Output* térmico do campo: 280.899 MWt.
  - d. Orientação do coletor (baseado no Solstício de Verão – 21/12/2014 – Orientação Norte/Sul dos coletores):
    - i. Inclinação do coletor em relação a horizontal: 0°;
    - ii. Azimute do coletor: 0° (orientação norte-sul);
  - e. Lavagem dos espelhos:
    - i. Quantidade de água usada por lavagem: 0,7 L/m<sup>2</sup> de abertura;
    - ii. Lavagens por ano: 63.
  - f. Capacidade de aquecimento da planta:
    - i. Inércia térmica do duto quente: 0,2 kWht/K-MWt;
    - ii. Inércia térmica do duto frio: 0,2 kWht/K-MWt;
    - iii. Inércia térmica dos dutos no campo: 4,5 Wht/K-m.
  - g. Área do terreno:
    - i. Área total: 372 acres.

- h. Configuração de um único loop:
  - i. Número de coletores por loop: 8.
- 3. Coletor:
  - a. Modelo: SkyFuel Sky Trough (80 mm OD receptor);
  - b. Geometria do coletor: padrão;
  - c. Parâmetros óticos: padrão.
- 4. Receptor:
  - a. Modelo: Schott PTR80;
  - b. Geometria do receptor: padrão;
  - c. Parâmetros e variações: padrão.
- 5. Bloco de Potência:
  - a. Capacidade da planta:
    - i. *Output* bruto: 50 MWe;
    - ii. Eficiência de conversão: 0,9;
    - iii. *Output* líquido estimado (capacidade real): 45 MWe.
  - b. Sem curtailment;
  - c. Ponto de projeto do bloco de potência:
    - i. Eficiência do ciclo de conversão: 0,356;
    - ii. Temperatura de entrada: 391 °C;
    - iii. Temperatura de saída: 293 °C;
    - iv. Pressão de operação da caldeira: 100 bar (turbina Siemens SST-700 50 MW);
    - v. Fração de vapor que será substituída por água fresca: 0,02;
    - vi. Eficiência da caldeira para a menor temperatura de aquecimento: 0,9;
    - vii. Temperatura de saída do aquecedor auxiliar: 391 °C;
    - viii. Modo de despacho do combustível fóssil: nível mínimo de backup.
  - d. Controle da planta:
    - i. Período de espera (recurso baixo): 2 horas;
    - ii. Fração de potência térmica necessária para período de espera: 0,2;
    - iii. Tempo de início para produção do bloco de potência: 0,5 horas;

- iv. Temperatura mínima requerida para início: 300 °C;
  - v. Capacidade máxima de sobreoperação da turbina: 1,05;
  - vi. Capacidade mínima de operação da turbina: 0,2;
  - vii. Controle de pressão na entrada da turbina: pressão fixa.
- e. Sistema de resfriamento:
- i. Tipo de condensador: evaporativo;
  - ii. Temperatura ambiente de projeto: 26 °C;
6. Armazenamento Térmico:
- a. Sistema de armazenamento:
- i. Número de horas de armazenamento: 6;
  - ii. Volume de armazenamento: 11.398,4 m<sup>3</sup>;
  - iii. Capacidade térmica do armazenamento: 842,7 MWht;
  - iv. Par de tanques paralelos: 1;
  - v. Altura mínima de fluido no tanque: 1 metro;
  - vi. Diâmetro do tanque: 34,78 metros;
  - vii. Volume mínimo de fluido: 949,87 m<sup>3</sup>;
  - viii. Coeficiente de perda do tanque: 0,4 W/m<sup>2</sup>-K;
  - ix. Perda de calor estimada: 0,29 MWt;
  - x. Temperatura para aquecimento do tanque frio: 250 °C;
  - xi. Temperatura para aquecimento do tanque quente: 365 °C;
  - xii. Capacidade do aquecedor do tanque: 25 MWht;
  - xiii. Eficiência do aquecedor do tanque: 0,98;
  - xiv. Temperatura do fluido de armazenamento no primeiro passo da simulação: 300 °C;
  - xv. Fluido de armazenamento térmico: Therminol VP-1;
  - xvi. Temperatura mínima de operação: 12 °C;
  - xvii. Temperatura máxima de operação: 400 °C;
  - xviii. Densidade do fluido: 765,46 kg/m<sup>3</sup>;
  - xix. Calor específico do fluido: 2,45 kJ/kg-K.
7. Outros:
- a. Custos do sistema: padrão;

- b. Vida útil: padrão;
- c. Parâmetros financeiros:
  - i. Especificar IRR alvo;
    - 1. Alvo IRR: 11%;
    - 2. Ano para atingir IRR alvo: 20 anos;
    - 3. Período de análise: 25 anos.
  - ii. Outros: padrão.
- d. Multiplicadores de venda de energia: padrão;
- e. Incentivos: padrão;
- f. Depreciação: padrão.

A primeira simulação sem armazenamento térmico possui os mesmos parâmetros, porém com o valor zero para o número de horas de armazenamento térmico. As Tabela 8 e Tabela 9 a seguir mostra os principais resultados obtidos nas primeiras duas simulações:

Tabela 8 - Principais resultados obtidos com a primeira simulação (sem armazenamento térmico) da planta heliotérmica através do System Advisor Model.

Parâmetro	Resultado
Energia elétrica produzida anual	99.138.216 MWh
Fator de capacidade	25,10%
LCOE real	14,88 ¢/kWh
Energia térmica desperdiçada	84.597,5 MWht
Área total do terreno	372 acres

Tabela 9 - Principais resultados obtidos com a segunda simulação (com armazenamento térmico) da planta heliotérmica através do System Advisor Model.

Parâmetro	Resultado
Energia elétrica produzida anual	151.120.34 MWh
Fator de capacidade	38,30%
LCOE real	12,45 ¢/kWh
Energia térmica desperdiçada	34183,7 MWht
Área total do terreno	372 acres

A seguir são apresentados os parâmetros utilizados para simulação da planta eólica:

1. Localização e Recurso: Macau, Rio Grande do Norte.
  - a. Latitude: -5,11°;
  - b. Longitude: -36,63°;
  - c. Velocidade média do vento: 6,9 m/s.
2. Turbina Eólica:
  - a. Selecionar turbina da biblioteca:
    - i. Modelo GE1.5sle;
  - b. Altura do *hub*: 150 m;
  - c. Coeficiente de cisalhamento: 0,14.
3. Parque eólico:
  - a. Primeiramente selecionar a opção de “especificar o tamanho do parque”:  
50 MW;
  - b. Após, selecionar a opção de “especificar o número de turbinas” – dessa forma, o software automaticamente mantém a potência escolhida na opção acima, mas permite ao usuário de editar a geometria do parque – não utilizada na primeira simulação;
  - c. Perdas e efeito de esteira:
    - i. Perdas do parque eólico: 0%;
    - ii. Coeficiente de turbulência: 0,1;
    - iii. Modelo de efeito de esteira: Modelo simples.
  - d. *Layout* do parque:
    - i. Número de turbinas por fileira;
    - ii. Número de fileiras: a combinação entre a multiplicação desses dois itens deve estar de acordo com o valor inicial. Por exemplo, se o número total de turbinas é de 30, pode ser feito cinco turbinas por fileira e seis fileiras, 10 turbinas por fileira e três fileiras, etc.
      1. Padrão: total de 33 turbinas: 11 por fileira e três fileiras.
    - iii. Formato: quadrado/retângulo/paralelogramo;

- iv. Espaço entre turbinas: 8 medidas de diâmetro do rotor da turbina selecionada;
- v. Espaço entre fileiras: 8 medidas de diâmetro do rotor da turbina selecionada;
- vi. Tipo de *offset*: fileira sim, fileira não.
- vii. Orientação da fileira: 0 graus.

4. Outros:

- a. Custos do sistema: padrão;
- b. Vida útil: padrão;
- c. Parâmetros financeiros:
  - i. Especificar IRR alvo;
    - 1. Alvo IRR: 11%;
    - 2. Ano para atingir IRR alvo: 20 anos;
    - 3. Período de análise: 25 anos.
  - ii. Outros: padrão.
- d. Multiplicadores de venda de energia: padrão;
- e. Incentivos: padrão;
- f. Depreciação: padrão.

A Tabela 10 seguir mostra os principais resultados obtidos com essa primeira simulação:

Tabela 10 - Principais resultados obtidos com a primeira simulação da planta eólica através do System Advisor Model.

Parâmetro	Resultado
Energia elétrica produzida anual	142.470 MWh
Fator de capacidade	32,90%
LCOE real	5,09 ¢/kWh

## 5.2 Otimização

Após a identificação dos principais parâmetros de funcionamento da planta CSP, o modelo é otimizado utilizando a função *Parametrics*, explicada anteriormente. As variáveis de entrada são mostradas na Tabela 11. As variáveis de saída escolhidas são: o fator de capacidade, o LCOE e a energia térmica desperdiçada.

Tabela 11 - Parâmetros de entrada para aplicação da otimização no SAM.

Parâmetro	Valor inicial	Valor final	Incremento
Irradiação de projeto [W/m <sup>2</sup> ]	600	950	50
Múltiplo solar	2	2,4	0,1
Número de horas de armazenamento [horas]	10	14	1

Cada linha da otimização no *software* é uma combinação entre as variáveis de entrada, portanto 200 simulações. A partir dos dados encontrados será feita uma tomada de decisão sobre qual a melhor combinação entre os parâmetros otimizados conforme o método adotado: cada coluna com uma variável de saída será colocada em ordem crescente (ou decrescente) e receberá o número da lista respectivo a sua posição. Por exemplo: a coluna de fator de capacidade será colocada em ordem decrescente, de forma que o maior valor receba o número um na lista e assim por diante. É válido ressaltar que no momento de organizar a lista, todos os outros parâmetros devem se alinhar com as respectivas combinações. As próximas variáveis seguem o mesmo modelo, até que todas elas tenham um número de lista de acordo com a ordem decidida da

Tabela 12 a seguir. Definiu-se um peso para cada variável a partir da importância considerada pelo autor.

Tabela 12 - Definição de ordem e peso das variáveis de saída da otimização para planta CSP.

Variável de saída	Ordem	Peso
LCOE	Crescente	5
Fator de Capacidade	Decrescente	3
Energia térmica desperdiçada	Decrescente	1

O resultado que será usado para decisão é a soma das multiplicações do número da lista pelo peso em cada linha. Com base nessas definições, os resultados encontrados ficaram em um intervalo de 186 a 1602. A Tabela 13 mostra os resultados que geraram o menor valor.

Tabela 13 - Variáveis de saída com menor resultado de acordo com a análise.

	Mínimo	Máximo	Escolhido	Variação em relação ao valor mínimo
LCOE [¢/kWh]	11,76	15,91	11,76	0%
Fator de capacidade [%]	38,18	67,18	65,52	71,6%
Energia desp. [MWh]	31944,9	171216	93322,7	192,1%

Os resultados indicaram os seguintes parâmetros de entrada para a nova simulação e a Tabela 14 os resultados:

- a) Radiação de projeto: 650 W/m<sup>2</sup>;
- b) Múltiplo solar: 2,4; e
- c) Quantidade de horas de armazenamento: 14 horas.

Tabela 14 - Principais resultados obtidos com a primeira otimização da planta heliotérmica através do System Advisor Model.

Parâmetro	Resultado
Energia elétrica produzida anual	258.281.200 MWh
Fator de capacidade	65,5 %
LCOE real	11,76 ¢/kWh

Na parte eólica, a partir da definição do ambiente “rural” e da altura do *hub* de 150 metros, foram escolhidos os modelos de turbina da biblioteca oferecida pelo SAM que se adequam à limitação de potência entre 2 MW e 3 MW. A primeira otimização utilizando a função *Parametrics* tem como variáveis de entrada as opções de turbina e as variáveis de saída sendo LCOE e fator de capacidade. Foram escolhidos 55 modelos de turbina para análise e como resultado tem-se o modelo espanhol Gamesa G114, com potência nominal de 2 MW e a curva de potência mostrada na Figura 34. A Tabela 15 mostra o resultado da melhor turbina e da pior turbina selecionadas para otimização, com uma

grande diferença no LCOE real e mais que o dobro de fator de capacidade. Depois da escolha do modelo de turbina, a próxima otimização é com relação à orientação das turbinas no campo. Por definição do SAM, uma fileira está orientada a 0 ° quando está alinhada com o eixo leste-oeste. A variação da orientação é de -180 ° até 180 °, com incrementos de 10 °, porém o *software* aparenta não reconhecer diferenças entre ângulos suplementares, ou seja, não diferenciar se a turbina estará “de frente” ou “de costas” para o fluxo de ar. A escolha da orientação segue a mesma análise das outras otimizações – no caso da eólica, os melhores resultados apresentaram o menor LCOE e o maior fator de capacidade, sem necessidade de uma análise por peso. A segunda parte da otimização mostrou que a orientação de 10 ° gerava o menor LCOE e o maior fator de capacidade, com os resultados mostrados na Tabela 16.

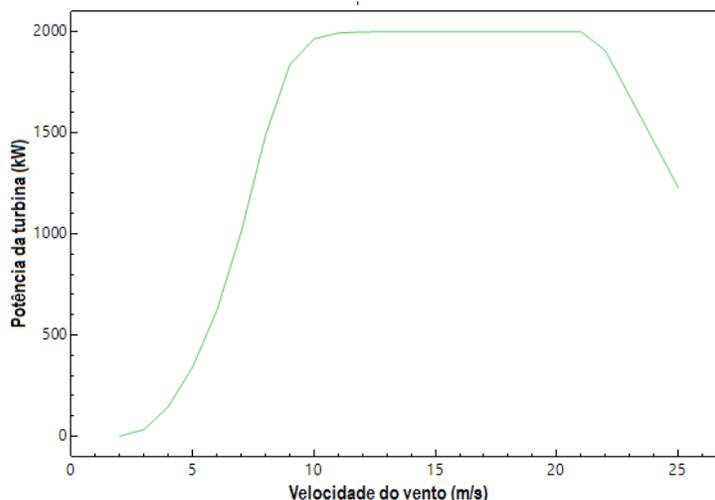


Figura 34 - Curva de potência da turbina eólica Gamesa G114. Fonte: SAM, adaptado.

Tabela 15 - Resultado da escolha da turbina - diferença entre o modelo mais adequado e o menos adequado.

Modelo de turbina	Fator de capacidade (%)	LCOE (¢/kWh)
Gamesa G114 2.0 MW	49,31	2,92
AAER Systems AAER A-2000-71 71m 2000kw	19,45	12,05

Tabela 16 - Principais resultados obtidos com a primeira otimização da planta eólica através do System Advisor Model.

Parâmetro	Resultado
Energia elétrica produzida anual	215.977.376 MWh
Fator de capacidade	49,31%
LCOE real	2,92 ¢/kWh

Por último, após finalizar as rodadas de otimizações, o controle do despacho do armazenamento térmico é feito. Para iniciar esse processo são precisos três passos iniciais: primeiro, a geração horária das duas plantas otimizadas deve ser somada para representar a planta híbrida. Segundo, para se criar um perfil de geração diária que representasse o mês, optou-se por fazer a média de geração de cada hora durante todos os dias daquele mês – por exemplo: o valor que representa a geração do horário de 14 horas é a média de geração de todos os dias do mês as 14 horas. Terceiro, escolheu-se no site do ONS um dia aleatório (de segunda a sexta) para representar a carga horária mensal. Esses valores foram colocados juntamente com os dados de geração obtidos. Depois de cumpridos os passos é possível criar um perfil de despacho dedicado para cada mês e hora, separados em dias da semana e dias do final de semana, conforme mostra a Figura 35. Rapidamente, na parte direita os períodos são distribuídos e na parte esquerda são criados os períodos com base em quatro parâmetros (GILMAN, 2012):

- *Storage dispatch with solar*: representa a porcentagem mínima que o armazenamento de energia térmica deve ter para que ele seja utilizado em período diurno e quando a incidência de radiação solar no campo solar é maior que zero. O valor escolhido deve ser no intervalo de 0 a 1, onde por exemplo o valor de 0,8 representa que o armazenamento deve estar 80% cheio para que seja utilizado em um período com radiação solar.
- *Storage dispatch without solar*: representa a porcentagem mínima que o armazenamento de energia térmica deve ter para que ele seja utilizado em período noturno e quando a incidência de radiação solar no campo solar é igual a zero. O valor escolhido deve ser no intervalo de 0 a 1, onde por exemplo o valor de 0,8 representa que o armazenamento deve estar 80% cheio para que seja utilizado em um período sem radiação solar;
- *Turbine output fraction*: representa a porcentagem da potência total da turbina que é utilizada; e
- *Fossil fill fraction*: representa a porcentagem de quanta energia elétrica pode ser produzida a partir de um *backup* de gás natural. A porcentagem é calculada em cima do valor total da potência da planta (nesse caso, 50 MW).

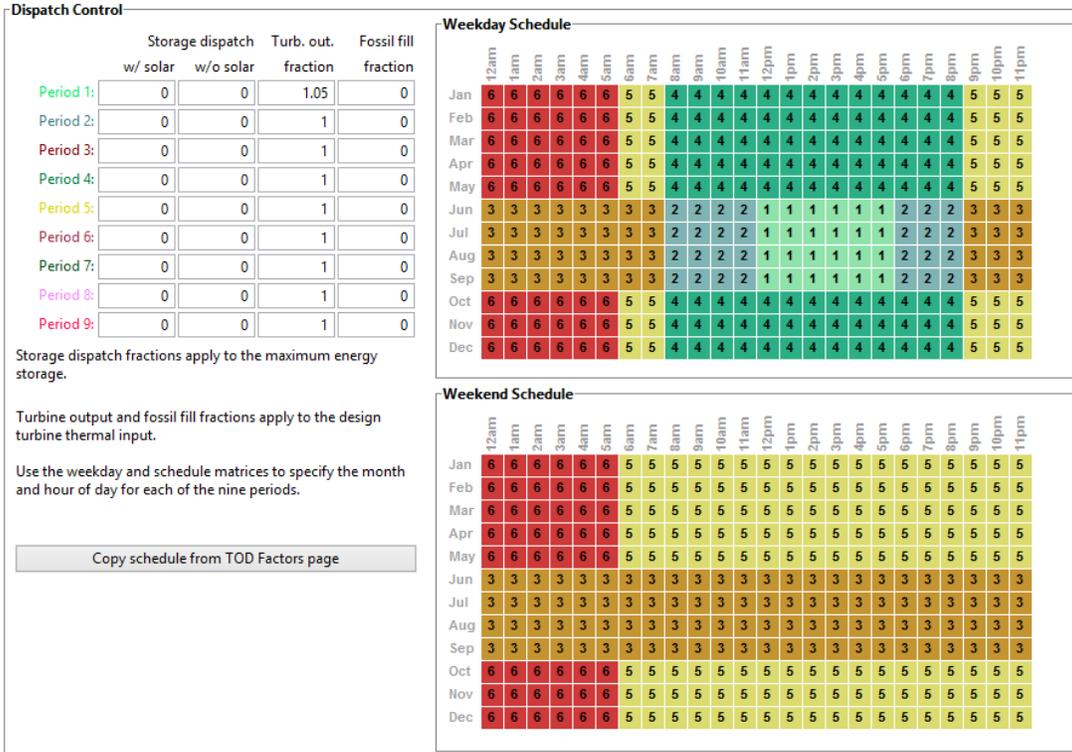


Figura 35 - Quadro de despacho padrão do SAM. Fonte SAM.

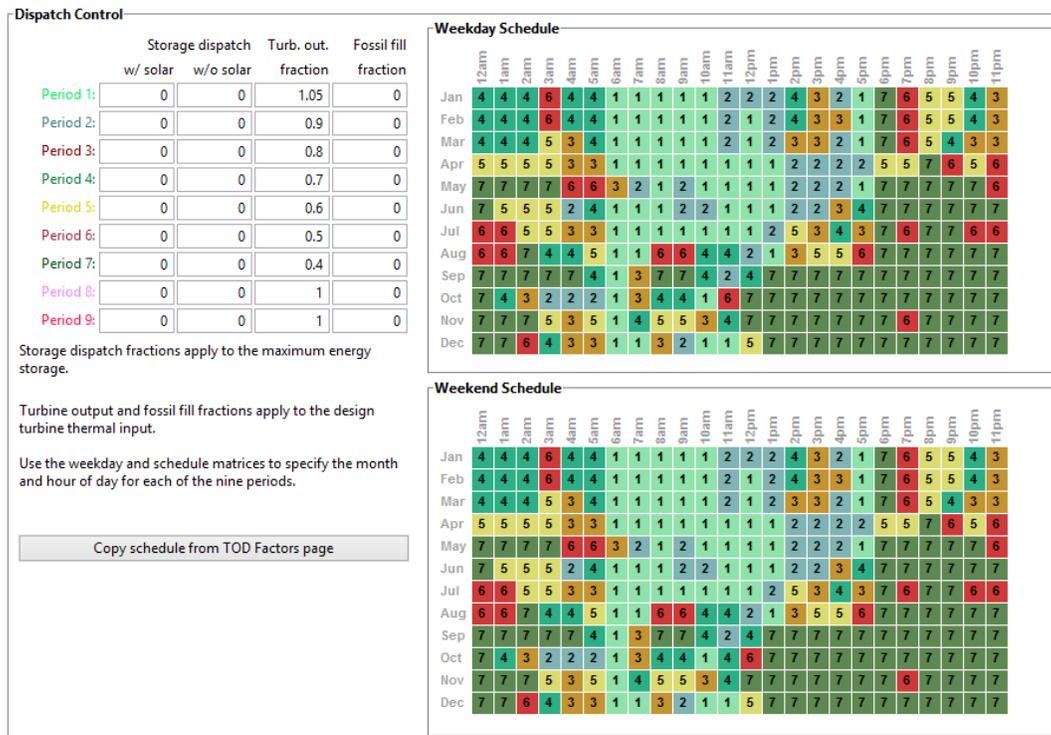


Figura 36 - Despacho adotado para simulação final. Fonte: SAM.

A Figura 36 mostra o modelo de despacho criado e aplicado para a simulação final. Nota-se que existem períodos onde a turbina está em potência máxima e outros com potência de 40%. Teoricamente o balanço de saída é possível de ser feito selecionando esses fatores, entretanto, na realidade não seria produtivo ter a turbina operando em carga parcial na maior parte do tempo. Esse aspecto foi proposto para linearização da saída de potência combinada entre eólica e heliotérmica, já que a planta heliotérmica tem a possibilidade de regular essa saída no software. Em termos práticos operacionais, o ideal é ter a turbina sempre na operação nominal. Outra opção que não é possível ser simulada é a atuação do freio mecânico nas turbinas eólicas para evitar os picos de produção.

### 5.3 Resultados Finais e Discussões

Utilizando os parâmetros técnicos resultantes das otimizações, seguem abaixo as figuras que ilustram o comportamento da geração elétrica das plantas eólica, solar e híbrida em comparação com a demanda elétrica do setor Nordeste, dividida em estações do ano. No período noturno, a produção eólica se mostrou de forma geral mais ativa no final da tarde até o começo da madrugada. O fator de capacidade da planta CSP tem valor de 51,9% e da planta eólica de 49,3%. O primeiro valor é menor do que o encontrado na otimização original porque o padrão de despacho da otimização era integralmente com a turbina funcionando na capacidade nominal, já com o despacho personalizado, nem sempre foi possível operar com esse valor máximo. O valor de capacidade da planta eólica está acima da média nacional mensal divulgada pelo ONS no Boletim de Geração Mensal de Julho de 2019 (valor de 48,2%). Considerando a planta combinada, o fator de capacidade seria de 50,6% - seria equivalente aos fatores de capacidade divulgados no último leilão A-4 2019 para tecnologia solar fotovoltaica (EpowerBay, 2019).

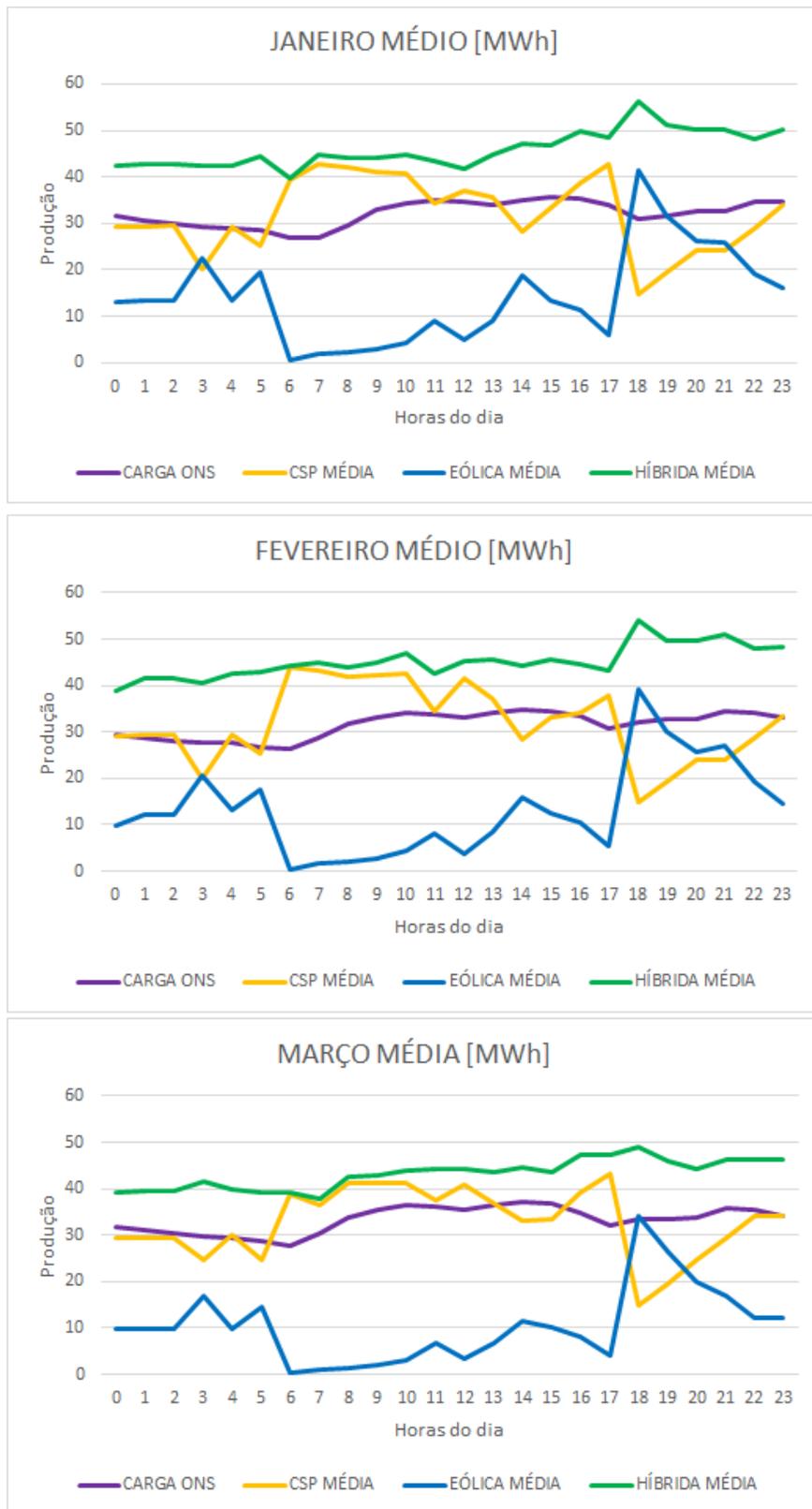


Figura 37 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Janeiro, Fevereiro e Março (verão).

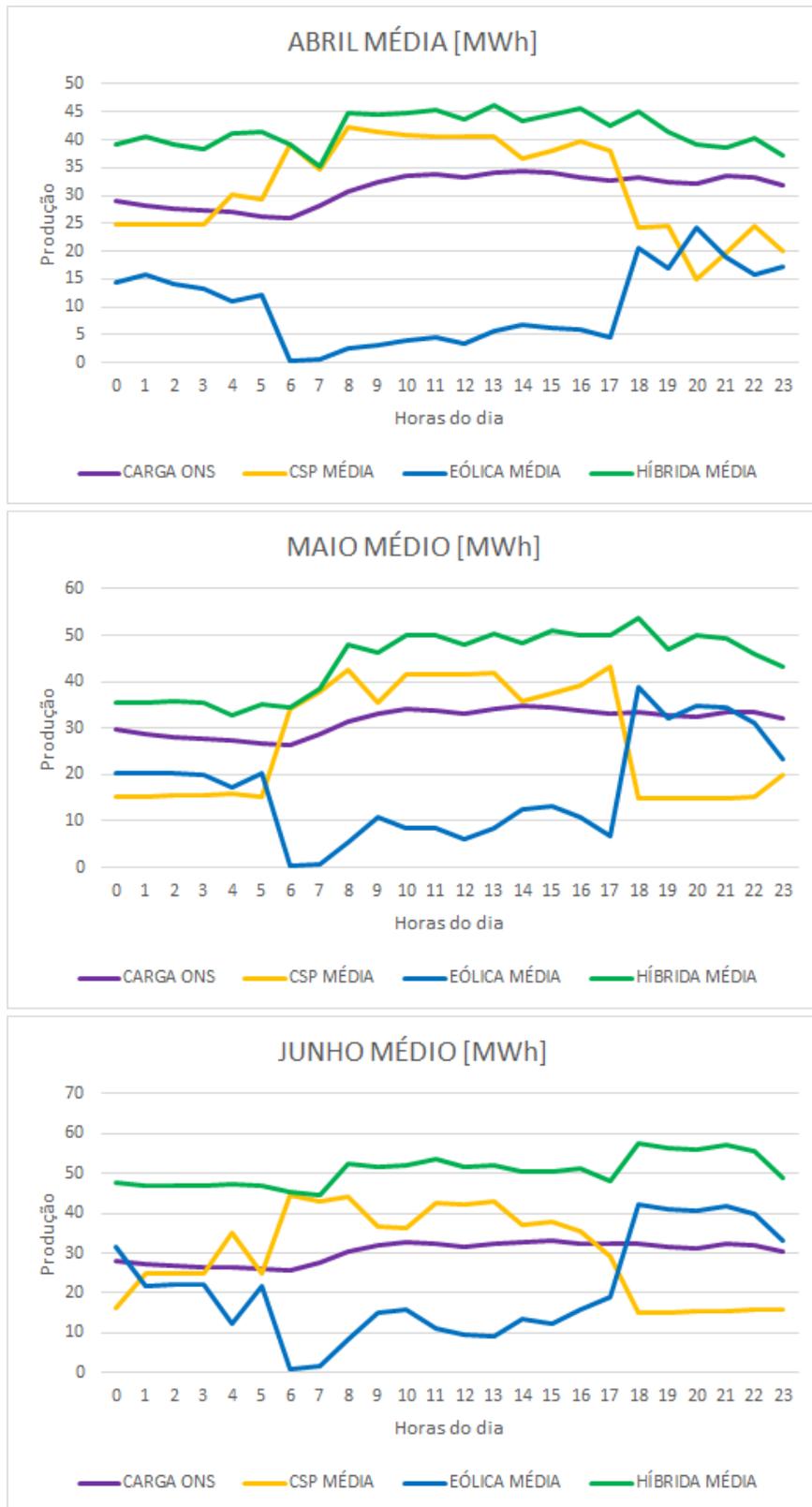


Figura 38 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Abril, Maio e Junho (outono).

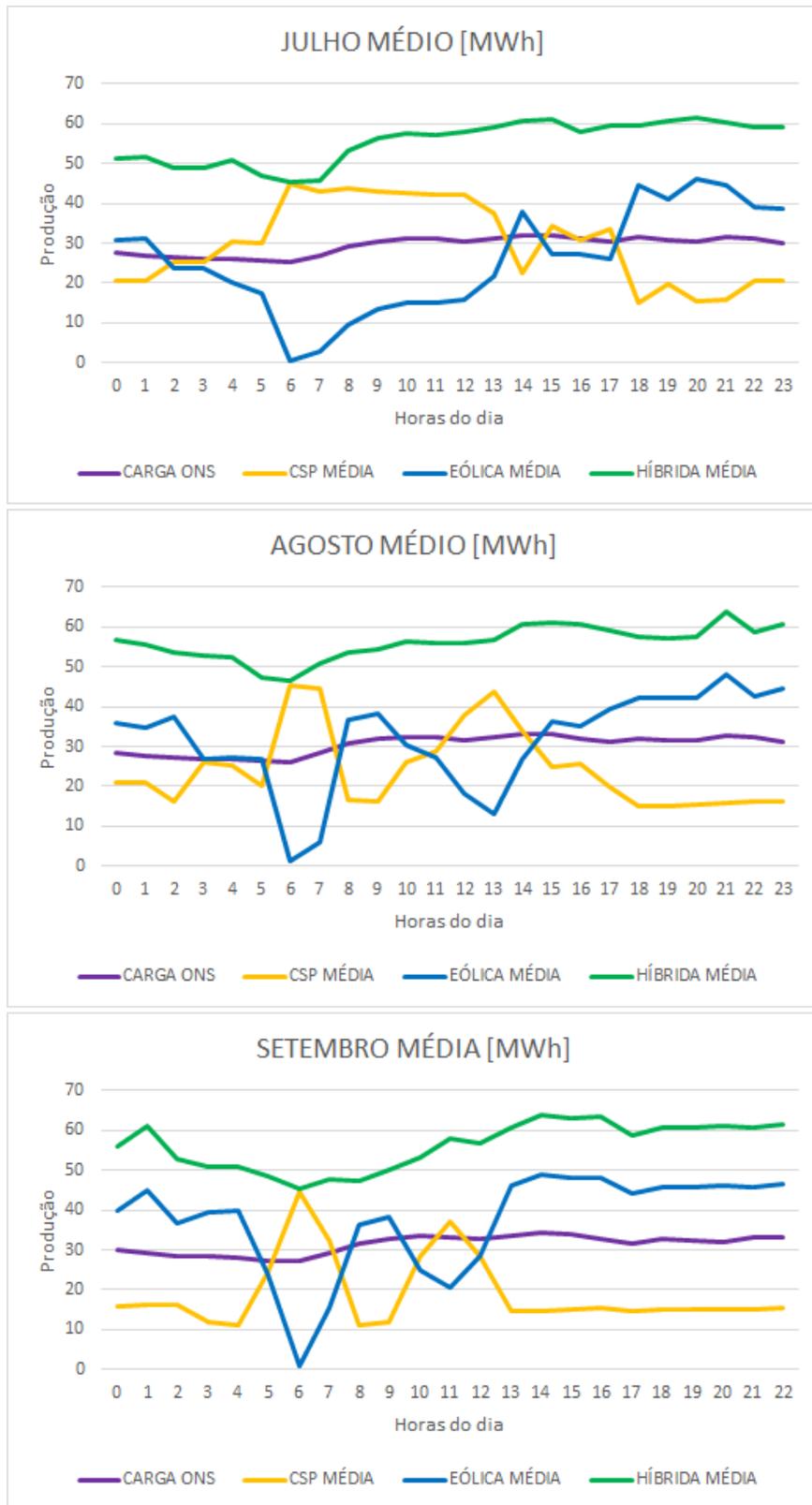


Figura 39 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Julho, Agosto e Setembro (inverno).

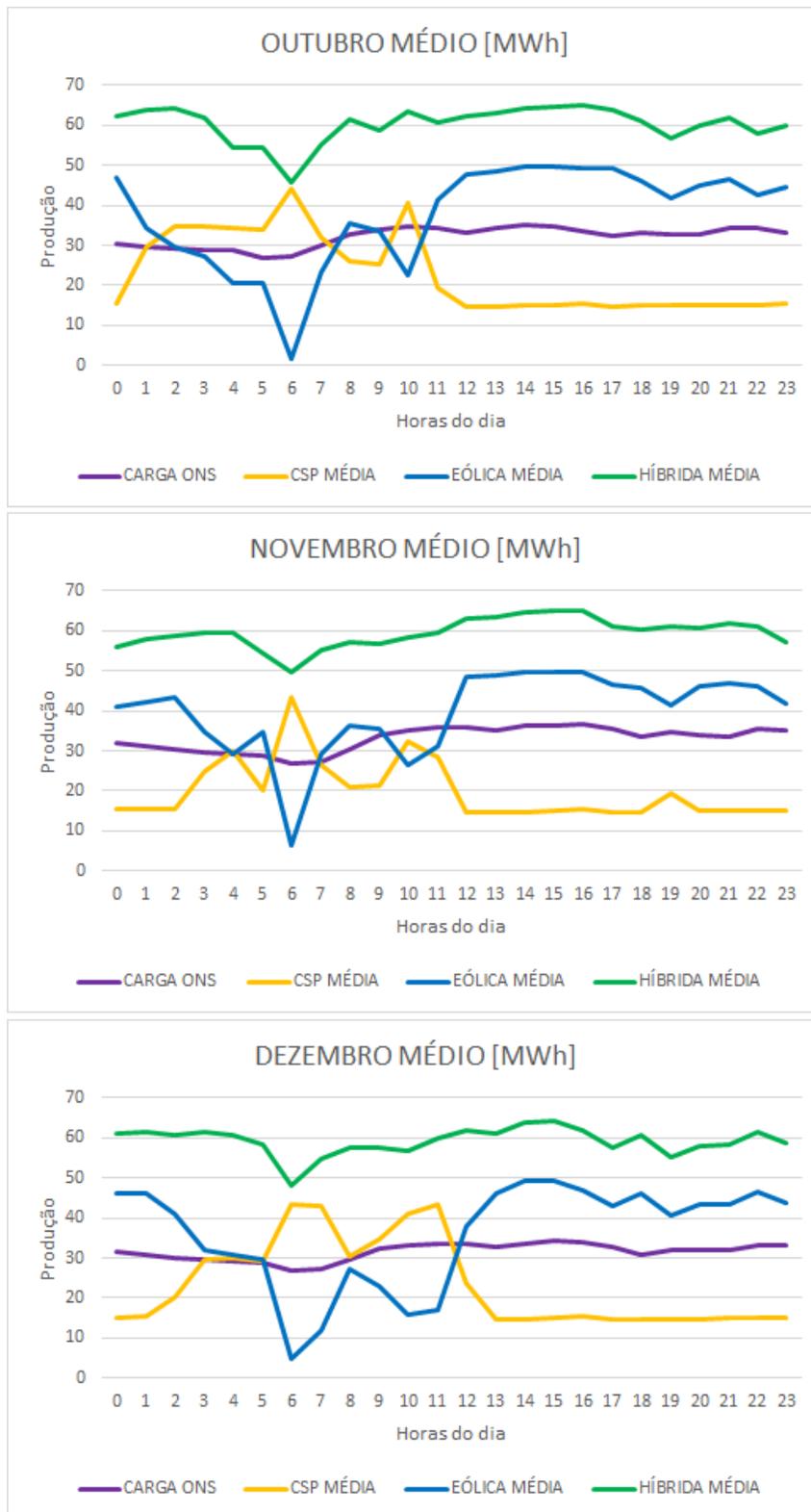


Figura 40 - Curva horária de geração e demanda média para os meses de Outubro, Novembro e Dezembro (primavera).

O primeiro bloco (Figura 37) da estação verão tem um padrão bem definido com um pico grande da parte eólica as 18 horas e dois menores as 3 e 5 horas. Nota-se que devido ao grande pico não é possível linearizar a produção, pois a saída da turbina já está em um valor baixo, quase no valor de *stand-by* operacional. A média geral do sistema combinado gera uma quantidade de energia elétrica maior que a demanda, o que poderia representar grandes problemas dependendo do valor de contratação estabelecido, pois se a produção de energia elétrica for superior a esse valor o produtor pode receber uma multa de três vezes o TUSD. Observando a Figura 36 percebe-se que a turbina opera em capacidade nominal em poucos momentos. A distribuição do fluido no armazenamento térmico ao longo do dia é extremamente importante, uma vez que se utilizado em excesso no período noturno, não sobrar para o começo da manhã. Idealmente esse volume deve ser preenchido durante o dia e utilizado durante a noite e madrugada, mas nada impede que seja utilizado em períodos de baixa radiação também. A escolha do despacho foi feita após o perfil de geração eólico e solar ser definido, pois como observado, o perfil eólico tem maior atividade no início da noite. Dessa forma, o despacho foi organizado de forma a começar o mais cedo possível a ajudar na produção da planta CSP.

O bloco do outono (Figura 38) também apresenta uma característica marcante com um crescimento rápido a partir das 17 horas e quase um patamar até as 4 horas. Nesses casos, o uso do TES na produção da planta CSP teve que ser utilizado logo no início da noite para garantir a entrega linear ao longo da madrugada. O mês de Abril é o único desse bloco que apresenta um vale as 7 horas, em decorrência do uso durante todo período noturno. Da mesma forma que o excesso de geração implica em multa, a falta na entrega também. Entretanto, o excesso de geração elétrica pode ser redirecionado, mas a falta não pode ser preenchida. O sistema de despacho em todos meses partiu do princípio de não utilizar *back up* fóssil e deixar o armazenamento sempre disponível para que pequenas flutuações possam ser preenchidas mesmo durante o período diurno.

O terceiro bloco, do inverno (Figura 39), apresenta Agosto e Setembro com características similares, mas Julho fica fora dos padrões do bloco. Esse mês de Julho

mostra grande similaridade com os perfis apresentados no bloco anterior. Já os meses seguintes de Agosto e Setembro apresentam dois vales – um as 6 horas e outro as 11 ou 13 horas (Agosto e Setembro, respectivamente). O primeiro vale é geral de todos os meses, conforme comentado anteriormente podendo ser devido à transição de modelos de geração de perfil de velocidade dos ventos. Por apresentar esses vales durante o dia, a planta heliotérmica precisa atuar na maioria do tempo com a saída da turbina baixa, para que nos momentos de alta das duas plantas o valor não seja muito alto e não possa ser gerado somente com a planta CSP. Sendo assim, quando houver vale na geração eólica, deve haver pico na geração heliotérmica e quando estiverem lineares, a planta heliotérmica opera em carga parcial. Mesmo assim, comparando os valores de produção de energia elétrica, nota-se que a média desse bloco é superior aos blocos anteriores.

O quarto bloco (Figura 40), com os meses de Outubro, Novembro e Dezembro apresentam características similares – o vale comum as 6 horas, outro vale próximo as 11 horas e uma geração linear até a meia-noite, quando esse valor começa a reduzir até as 6 horas. Esses meses apresentaram a produção eólica ativa durante o período da tarde e noturno quase completo. Além disso, a participação durante o dia se manteve constante e como resultado obteve-se as maiores produções em comparação a todos os blocos. Nesses períodos de alta eólica, a planta heliotérmica novamente precisa trabalhar em carga parcial, o que não favorece o fator de capacidade – novamente, o valor final do fator de capacidade da planta heliotérmica foi de 51,9% ao invés de 65,5% encontrado na otimização. Esse fato não impediu que as produções fossem as maiores registradas. Curiosamente, observando os índices de correlação apresentados na Tabela 17, nota-se que antes da otimização os valores indicavam que as curvas de produção combinadas em relação à demanda eram mais adequadas do que após a otimização do despacho do armazenamento térmico. Esse índice para o caso específico de produção combinada retrata que a tentativa de linearizar a entrega de produção de energia elétrica não está alinhada perfeitamente com a variação da demanda. Entretanto, uma vez que a capacidade nominal contratada está sendo atingida, o Operador Nacional do Sistema recebe a quantidade correta e consegue distribuir entre outros subsistemas se a demanda não está alta.

Tabela 17 - Índices de correlação calculados para as produções das plantas CSP, eólica e combinada em relação à demanda de energia elétrica proposta.

	Simulação 1				Simulação Otimizada		
	CSP vs Dem	Eól. Vs Dem	Comb. vs Dem		CSP vs Dem	Eól. Vs Dem	Comb. vs Dem
JAN	0.505	-0.023	0.543		0.130	0.001	0.268
FEV	0.113	0.074	0.362		0.001	0.098	0.428
MAR	0.398	-0.002	0.547		0.285	0.007	0.683
ABRIL	0.214	-0.083	0.381		0.236	-0.084	0.496
MAIO	0.211	0.019	0.519		0.370	0.010	0.953
JUN	0.148	0.041	0.618		0.099	0.059	0.682
JUL	0.153	0.390	0.609		-0.105	0.414	0.954
AGO	0.787	0.432	0.845		-0.273	0.474	0.742
SET	0.771	0.579	0.868		-0.322	0.552	0.730
OUT	0.766	0.703	0.854		-0.712	0.768	0.611
NOV	0.637	0.682	0.781		-0.578	0.686	0.734
DEZ	0.561	0.601	0.717		-0.521	0.589	0.604

## 6. Conclusão

Sem dúvida o caminho em direção à geração de energia por fontes renováveis está traçado. O Brasil já possui grande parte de sua produção vinda dessas fontes e está se desenvolvendo cada vez mais para diversificar sua matriz energética. A realidade atual do país permitiu a expansão da fonte eólica devido a sua viabilidade econômica na região Nordeste, entretanto a fonte solar concentrada está tímida, dando maior prioridade à solar fotovoltaica.

É notável a vantagem do litoral norte/nordeste do Brasil em relação às velocidades de vento, enquanto que o cinturão nordeste/sudoeste favorece a radiação solar direta. A complementariedade entre as fontes de geração é considerada a chave para superar a questão da flutuabilidade de geração, um ponto intrínseco de recursos naturais como vento e sol. A divisão geográfica das fontes poderia ser considerada um problema, mas existem locais que favorecem o uso do mesmo terreno para a construção dos dois tipos de planta, eólico e solar.

As plantas combinadas estão em foco no Brasil. A viabilidade técnica vem se mostrando cada vez mais interessante, ao passo que as questões que regulam esse mercado estão ficando para trás. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) lançou três relatórios técnicos abordando o assunto, começando em 2017 com a avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. O relatório tem como objetivo descrever uma metodologia de avaliação entre a geração do recurso eólico e solar (fotovoltaico) com ênfase nos cortes de fornecimento de eletricidade (termo em inglês: *curtailment*) e os principais fatores que podem causar esse evento. A simulação feita utiliza o mesmo *software* que a presente dissertação, o *System Advisor Model* (SAM). O segundo relatório, publicado em 2018, tem como título “Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento” e tem como objetivo mapear os principais arranjos e conceitos de uma planta híbrida. Seguindo na vanguarda, a EPE organizou um *workshop* com participação dos principais pesquisadores no assunto (ENEL *Green Power*, Casa dos Ventos, USP, entre outros) abordando o tema de plantas híbridas. Foram feitas apresentações e um debate sobre os principais avanços e desafios do setor. As informações obtidas no *workshop* foram compiladas no terceiro relatório técnico, publicado em 2019 com o título de “Usinas híbridas no contexto do planejamento energético.”

Alinhada com os principais tópicos de discussão, a presente dissertação apresentou a simulação do que seria um planta combinada eólica e solar concentrada. Devido às limitações do *software* escolhido, as simulações de cada planta foram feitas de forma separada e conjugadas após os resultados finais. A metodologia consistiu em escolher duas localidades da região Nordeste do Brasil que apresentassem o índice de correlação de Pearson mais negativo possível, o que é o indicativo de recursos complementares. O estudo de Peron (2017) foi a base para definir as duas cidades escolhidas – para a planta heliotérmica a cidade de Petrolina, em Pernambuco, e para a planta eólica a cidade de Macau, no Rio Grande do Norte. O tratamento dos dados eólicos foi feito através de uma rotina computacional para que os valores inadequados e inexistentes pudessem ser substituídos por valores representativos daquele mês em questão. Após, para definição do perfil de velocidades do vento para diferentes alturas daquelas medidas em campo, a metodologia da lei de potência com classes de

estabilidade foi escolhida – utilizando o método de radiação solar/Delta-T para o período diurno e o método de Turner para o período noturno. Essa escolha de metodologia foi a que mais se adequou aos dados disponíveis.

As primeiras simulações feitas foram os modelos base para ter a referência sobre perfil de produção e fator de capacidade. Após, cada planta de potência teve um tipo de otimização. A escolha dos parâmetros técnicos da planta CSP levou em consideração uma combinação de fatores. O melhor resultado entre as combinações dos valores de entrada foi escolhido com base em um sistema de peso das variáveis de saída. O custo normalizado de energia (LCOE) recebeu peso 5, o fator de capacidade peso 3 e a energia desperdiçada peso 1. Nota-se que os valores de LCOE e fator de capacidade não correspondem aos valores finais, pois a personalização do despacho foi feita posteriormente. Na planta eólica, sabe-se que a velocidade do vento tende a aumentar com a altura em relação ao solo, mas existe a limitação física da estrutura da torre para suportar esforços, portanto a altura de 150 metros foi definida – um valor alinhado com a média das turbinas em operação atualmente. A otimização da planta eólica contou com a escolha do modelo de turbina e direcionamento das turbinas no parque. Após as simulações e otimizações, os resultados foram combinados e a última parte foi desenvolvida para que o despacho do armazenamento térmico fosse superior à demanda energética do setor Nordeste do Brasil e o mais linear possível. O *software* SAM conta com nove períodos de despacho que podem ser distribuídos entre as horas do dia e os meses do ano. Esses períodos são editáveis de acordo com a necessidade do usuário – no caso da presente dissertação, os períodos foram divididos entre diferentes percentuais de potência da turbina, todos eles podendo utilizar o armazenamento térmico em qualquer momento. A saída de potência da turbina é um diferencial que a planta heliotérmica oferece para que os valores de produção não excedam a carga contratada, pois a injeção de energia elétrica em excesso na rede pode ocasionar problemas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e multa ao produtor. Entretanto, o lado negativo é que quando a turbina opera em carga parcial, o fator de capacidade da planta é reduzido.

Os resultados mostraram que o fator de capacidade da planta eólica foi acima do esperado, com valor de 49,3%. Já o fator de capacidade da planta CSP pode ser considerado como um valor otimista de 51,9%. Considerando a planta combinada, o fator de capacidade final foi de 50,6%, comparando-se às plantas solares fotovoltaicas do último leilão A-4 2019 (Epowerbay, 2019).

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que para a região de Petrolina, em Pernambuco, e de Macau, no Rio Grande do Norte, o uso combinado solar concentrado e eólica gera resultados satisfatórios no que diz respeito ao atendimento da demanda da região Nordeste, utilizando o controle de despacho horário e mensal. Mesmo com a falta de linearidade na produção, o resultado foi majoritariamente positivo. Entretanto, não foi possível fazer uma análise econômica sobre a viabilidade das instalações físicas da usina de geração combinada, linhas de transmissão, etc. O custo de manutenção e operação que poderia reduzir parte dos investimentos também não pode ser compartilhado, mas talvez o custo das linhas de transmissão poderia.

Por fim, este estudo propõe como trabalhos futuros (a) a avaliação econômica da mesma planta combinada com valores atualizados, (b) a hibridização real de plantas eólica e concentrada solar em diferentes regiões e diferentes proporções, (c) a avaliação de um sistema microgrid isolado híbrido e (d) a simulação de um sistema híbrido eólico e solar concentrado com uso de ciclo combinado em uma região mais propícia para planta eólica à solar. Com relação aos desafios legislativos, a presente dissertação está alinhada com as propostas apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética em seus relatórios técnicos, resumidas abaixo:

- a) Regulamentar a criação de categoria para usinas com mais de uma fonte primária;
- b) Adequar a contratação do montante do uso do sistema (MUST ou MUSD);
- c) Estabelecer regras claras para o tratamento das perdas por *curtailment*;
- d) Tratamento igualitário entre fontes (quando possível);
- e) Avaliar as combinações com condições contratuais distintas;
- f) avaliação do impacto da inserção de grandes volumes de usinas híbridas em uma mesma subárea ou áreas do SIN.

## 7. Referências Bibliográficas

ABEEólica. (2019). Site < <http://abeeolica.org.br>>.

ALJUNDI, I. H. (2011). Effect of dry hydrocarbons and critical point temperature on the efficiencies of organic Rankine cycle. **Renewable Energy**, v. 36, n. 4, p. 1196–1202.

AMARAL, B. M. (2011). Energia Eólica. In: **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia**. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.].

AMARANTE, O. A. C. et al. (2001). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: [s.n.].

AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. J. L.; FILHO, L. G. R. (2003). **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. [s.l: s.n.].

ANEEL. (2019). Site < <http://www.aneel.gov.br>>.

ATLAS EÓLICO E SOLAR DE PERNAMBUCO. (2017). Site < <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br>>.

AYADI, O.; ALSALHEN, I. A. (2018). Techno-Economic Assessment of Concentrating Solar Power and Wind Hybridization in Jordan. **Journal of Ecological Engineering**, v. 19, n. 2, p. 16–23.

BARBOSA, B. S. et al. (2004). Variabilidade Espacial e Temporal do Potencial Eólico da Direção Predominante do Vento no Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 19, p. 189–202.

BARBOSA, D.; FILIPE, L. (2010). Energia eólica: Análise Sobre o Potencial Eólico Brasileiro. p. 267–278.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. (2016). **Climatescope 2016**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://global-climatescope.org/en/>>.

BLOOMBERG. (2018). Site <<https://about.bnef.com/blog/>>.

BP. (2019). **BP Energy Outlook: 2019 Edition**. [s.l: s.n.].

BRANCALIÃO, N. F. S. (2015). **Sistemas Heliotérmicos: Recurso Solar, Tecnologia e Infraestrutura**. [s.l.] Universidade de Brasília.

BROOKFIELD. (2018). **Contribuição à Consulta Pública ANEEL nº 08 / 2018**. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.].

BROWN, J. S.; BRIGNOLI, R.; QUINE, T. (2015). Parametric investigation of working fluids for organic Rankine cycle applications. **Applied Thermal Engineering**, v. 90, p. 64–74.

BRUCKNER, T. et al. (2014). Energy Systems. In: IPCC (Ed.). . **Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change**. [s.l: s.n.]. p. 511–598.

CHEN, H.; GOSWAMI, D. Y.; STEFANAKOS, E. K. (2010). A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 9, p. 3059–3067.

COULTER, C. T. (1994) An evaluation of a solar radiation/delta-T method for estimating Pasquill-Gifford (PG) stability categories. American Meteorological Society, Boston, MA (United States).

DELLEZZOPOLLES JUNIOR, C. F. (2011). **Análise dinâmica de torres de energia eólica**. [s.l.] Universidade de Brasília, 2011.

DENHOLM, P.; MEHOS, M. (2014). **The Role of Concentrating Solar Power in Integrating Solar and Wind Energy**4th Solar Integration Workshop, Berlin, Germany. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62791.pdf>>.

DINCER, I.; ZAMFIRESCU, C. (2014). **Advanced Power Generation Systems**. [s.l.] Elsevier.

DRESCHER, U.; BRÜGGEMANN, D. (2007). Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants. **Applied Thermal Engineering**, v. 27, n. 1, p. 223–228.

EASTMAN. (2019). Site <<https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>>.

Energisa. (2019). Site <

<http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>>.

EPE. (2019). Site < <http://www.epe.gov.br>>.

EPE. **Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.].

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas: Proposta Metodologica e Estudo de Caso**. [s.l: s.n.].

EPE. **Balanço Energético Nacional 2018. Relatório Síntese ano base 2017**. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.].

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas: Uma Análise Qualitativa de Temas Regulatórios e Comerciais Relevantes ao Planejamento**. [s.l: s.n.].

EPE. **Usinas Híbridas - Conceitos, Barreiras à sua Viabilização e Propostas**. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.].

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**. [s.l: s.n.].

EpowerBay. (2019). Site. <<https://www.epowerbay.com/single-post/2019/06/28/A-4-2019-Resultados-do-Leilao>>.

ESENCE, T. et al. (2017). A review on experience feedback and numerical modeling of packed-bed thermal energy storage systems. **Solar Energy**, v. 153, p. 628–654.

FELDMAN, D. et al. (2016). Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power , 2015 – 2030. n. August, p. 1–31.

FRANCHETTI, B. et al. (2016). **Thermodynamic and technical criteria for the optimal selection of the working fluid in a mini-**. ECOS 2006, 19th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of

Energy Systems. **Anais...**Portorož , Eslovênia.

FREEMAN, J. et al. (2014). **Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance**. [s.l: s.n.].

GILMAN, P. (2012). **Thermal Storage Dispatch Control for Physical Trough Model**. [s.l: s.n.].

GUALTIERI, G. and SECCI, S. (2012) 'Methods to extrapolate wind resource to the turbine hub height based on power law: A 1-h wind speed vs. Weibull distribution extrapolation comparison', *Renewable Energy*, 43, pp. 183–200. doi: 10.1016/j.renene.2011.12.022.

GUERRA, J. P. M. et al. (2014). Comparative analysis of electricity cogeneration scenarios in sugarcane production by LCA. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 19, n. 4, p. 814–825.

GUIMARÃES, A. P. C. et al. (2010). **Caracterização de Localidades do Semi-Árido para Implantação de um Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica**. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...**Belém, Brasil.

GWEC. (2018). **Global Wind Report 2018**. Bruxelas, Bélgica.: [s.n.].

HE, C. et al. (2012). The optimal evaporation temperature and working fluids for subcritical organic Rankine cycle. **Energy**, v. 38, n. 1, p. 136–143.

HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. (2010). Solar and Wind Resource Complementarity: Advancing Options for Renewable Electricity Integration in Ontario, Canada. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 97–107.

IEA. (2014). **Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity**. [s.l: s.n.].

IEA. (2016). **Energy Matters 2016**. França: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.antisce.org/sites/antisce.org/files/an\\_tasice\\_energy\\_matters\\_2016.pdf](http://www.antisce.org/sites/antisce.org/files/an_tasice_energy_matters_2016.pdf)>.

IEA. (2016b). **Key World Energy Statistics 2016** Statistics. França: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.oecd-ilibrary.org/energy/key-world-energy-statistics-2009\\_9789264039537-en](http://www.oecd-ilibrary.org/energy/key-world-energy-statistics-2009_9789264039537-en)>.

IEA. (2016c). **Energy Efficiency Market Report 2016**. França: [s.n.]. Disponível em: <[www.1e.com/energycampaign/.../Server\\_Energy\\_and\\_Efficiency\\_Report\\_2009.pdf](http://www.1e.com/energycampaign/.../Server_Energy_and_Efficiency_Report_2009.pdf)>.

IEA. (2018). **World Energy Outlook 2018**. [s.l.: s.n.].

INVERNIZZI, C.; IORA, P.; SILVA, P. (2007). Bottoming micro-Rankine cycles for micro-gas turbines. **Applied Thermal Engineering**, v. 27, n. 1, p. 100–110.

IRENA. (2017a). **Planning for the Renewable Future**. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos.: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Planning\\_for\\_the\\_Renewable\\_Future\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf)>.

IRENA. (2017b). **Renewable Capacity Highlights**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\\_stats\\_highlights\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_stats_highlights_2017.pdf)>.

IRENA. (2019). **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos.: [s.n.].

IRWIN, J. S. (1979) 'A theoretical variation of the wind profile power-law exponent as a function of surface roughness and stability', *Atmospheric Environment* (1967). Elsevier, 13(1), pp. 191–194. doi: 10.1016/0004-6981(79)90260-9.

JEREZ, S. et al. (2013). Spatio-temporal Complementarity Between Solar and Wind Power in the Iberian Peninsula. **Energy Procedia**, v. 40, p. 48–57.

KALAISELVAM, S.; PARAMESHWARAN, R. (2014). **Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability: Systems Design, Assessment and Applications**. [s.l.] Academic Press.

KOST, C. et al. (2011). Fruitful Symbiosis: Why an Export Bundled with Wind Energy is the Most Feasible Option for North African Concentrated Solar Power. **Energy Policy**, v. 39, p. 7136–7145.

KURAVI, S. et al. (2013). Thermal Energy Storage Technologies and Systems for Concentrating Solar Power Plants. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.

39, n. 4, p. 285–319.

LAI, N. A.; WENDLAND, M.; FISCHER, J. (2011). Working fluids for high-temperature organic Rankine cycles. **Energy**, v. 36, n. 1, p. 199–211, 2011.

LARJOLA, J. (1995). Electricity from industrial waste heat using high-speed organic Rankine cycle (ORC). **International Journal of Production Economics**, v. 41, n. 1–3, p. 227–235.

LIMA, F. J. L. et al. (2011). Avaliação do Potencial Eólico no Município de Jaguaruana , Litoral Cearense. **Ciência e Natura**, v. 33, n. 1, p. 101–115.

LIU, B. T.; CHIEN, K. H.; WANG, C. C. (2004). Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery. **Energy**, v. 29, n. 8, p. 1207–1217.

LIU, M. et al. (2016). Review on Concentrating Solar Power Plants and New Developments in High Temperature Thermal Energy Storage Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1411–1432.

MACCHI, E.; PERDICHIZZI, A. (1981). Efficiency Prediction for Axial-Flow Turbines Operating with Nonconventional Fluids. **Journal of Engineering for Power**, v. 103, n. 4, p. 718.

MAIZZA, V.; MAIZZA, A. (2001). Unconventional working fluids in organic Rankine-cycles for waste energy recovery systems. **Applied Thermal Engineering**, v. 21, n. 3, p. 381–390.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. (2009). **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Second ed. [s.l.] Wiley.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. (2003). **Applied Statistics and Probability for Engineers**. Third edit ed. [s.l.] John Wiley & Sons, Inc.

PERON, A. M. (2017). **Análise da Complementaridade das Gerações Intermitentes no Planejamento da Operação Eletro-energética da Região Nordeste Brasileira**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas.

PETRAKOPOULOU, F. (2016). On the Economics of Stand-Alone Renewable Hybrid

Power Plants in Remote Regions. **Energy Conversion and Management**, v. 118, p. 63–74.

PETRAKOPOULOU, F.; ROBINSON, A.; LOIZIDOU, M. (2016). Simulation and Evaluation of a Hybrid Concentrating-Solar and Wind Power Plant for Energy Autonomy on Islands. **Renewable Energy**, v. 96.

PORTAL ENERGIA. (2019). Site <<https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>>.

RAGHEB, M.; RAGHEB, A. M. (2011). **Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio**. [s.l: s.n.].

RIBEIRO, L. A. D. S. et al. (2010). Isolated Micro-Grids with Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island.

RILEY, P. (2014). **GCEP Energy Tutorial Wind 101**. [s.l: s.n.].

SAHIN, A. Z. (2000). Applicability of Wind & Solar Thermal Hybrid Power Systems in the Northeastern Part of the Arabian Peninsula. **Energy Sources**.

SALEH, B. et al. (2007). Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. **Energy**, v. 32, n. 7, p. 1210–1221.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. (2014). Combining Wind Farms with Concentrating Solar Plants to Provide Stable Renewable Power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 539–550.

SENADOR FEDERAL. (2019). Site <<https://www25.senado.leg.br>>.

SILVA, G. R. (2003). **Características de Vento da Região Nordeste**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. (2015). Review of Recent Trends in Optimization Techniques for Solar Photovoltaic-Wind Based Hybrid Energy Systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 755–769.

SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. (2012). **Transmission Benefits of Co-Locating Concentrating Solar Power and Wind**. Colorado, Estados Unidos.: [s.n.].

SOLUTIA. (2019). Site < <http://twf.mpei.ac.ru/tthb/hedh/htf-vp1.pdf>>.

STOYANOV, L.; NOTTON, G.; LAZAROV, V. (2015). Balance of Solar and Wind Energy Sources. **Ecological Engineering and Environment Protection**, n. 1, p. 65–76.

STULL, R. (1988) An Introduction to Boundary Layer Meteorology. Edited by R. B. Stull. Dordrecht: Springer Netherlands. doi: 10.1007/978-94-009-3027-8.

TCHANCHE, B. F. et al. (2011). Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles - A review of various applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 8, p. 3963–3979.

TOMALSQUIM, M. T. (2016). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro, Brasil.: Empresa de Pesquisa Energética.

TURCONI, R.; BOLDRIN, A.; ASTRUP, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 555–565.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (2019). Site <<https://www.energy.gov>>.

VENKATRAN, A. (1996) 'An examination of the Pasquill-Gifford-Turner dispersion scheme', *Atmospheric Environment*, 30(8), pp. 1283–1290. Available at:

[https://pdf.sciencedirectassets.com/271798/1-s2.0-S1352231000X00106/1-s2.0-1352231095003673/main.pdf?X-Amz-Security-](https://pdf.sciencedirectassets.com/271798/1-s2.0-S1352231000X00106/1-s2.0-1352231095003673/main.pdf?X-Amz-Security-Token=AgoJb3JpZ2luX2VjEE8aCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCI7Z39iqmntrelpn3SKQmqj1QKkmYlgDotlqZb44mshAiEAvr%2FZvOvMRHlz4O8y%2BxdJ6U0yfm2JPagmHE5Faz7xZ)

[Token=AgoJb3JpZ2luX2VjEE8aCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCI7Z39iqmntrelpn3SKQmqj1QKkmYlgDotlqZb44mshAiEAvr%2FZvOvMRHlz4O8y%2BxdJ6U0yfm2JPagmHE5Faz7xZ](https://pdf.sciencedirectassets.com/271798/1-s2.0-S1352231000X00106/1-s2.0-1352231095003673/main.pdf?X-Amz-Security-Token=AgoJb3JpZ2luX2VjEE8aCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCI7Z39iqmntrelpn3SKQmqj1QKkmYlgDotlqZb44mshAiEAvr%2FZvOvMRHlz4O8y%2BxdJ6U0yfm2JPagmHE5Faz7xZ) (Accessed: 2 September 2019).

VICK, B. D.; MOSS, T. A. (2013). Adding Concentrated Solar Power Plants to Wind Farms to Achieve a Good Utility Electrical Load Match. **Solar Energy**, v. 92, p. 298–312.

WAGNER, M. J.; GILMAN, P. (2011). **Technical Manual for the SAM Physical Trough Model**. Colorado, Estados Unidos.: [s.n.].

WANG, Z. Q. et al. (2012). Fluid selection and parametric optimization of organic Rankine cycle using low temperature waste heat. **Energy**, v. 40, n. 1, p. 107–115.

WEBMET. (2019a). Site. <[http://www.webmet.com/met\\_monitoring/625.HTML](http://www.webmet.com/met_monitoring/625.HTML)>.

WEBMET. (2019b). Site <[http://www.webmet.com/met\\_monitoring/641.html](http://www.webmet.com/met_monitoring/641.html)>.

WEBMET. (2019c). Site. <[http://www.webmet.com/met\\_monitoring/642.html](http://www.webmet.com/met_monitoring/642.html)>.

WONG TOO, P.; THORP, W.; SLACK, G. (2011). **Important Wind Characteristics for Wind Farms**. Wellington, Nova Zelândia.: [s.n.].