

**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia Energia**

**ESTUDO DA GARANTIA FÍSICA EM
EMPREENDIMENTOS ENERGÉTICOS
BASEADOS EM FONTES RENOVÁVEIS**

**Autor: Priscilla Cardoso Villela
Orientador: Jorge Cormane**

**Brasília, DF
2015**



PRISCILLA CARDOSO VILLELA

**TÍTULO: ESTUDO DA GARANTIA FÍSICA EM EMPREENDIMENTOS
ENERGÉTICOS BASEADOS EM FONTES RENOVÁVEIS**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Doutor Jorge Cormane

**Brasília, DF
2015**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Villela, Priscilla Cardoso.

Estudo da Garantia Física em empreendimentos energéticos baseados em fontes renováveis/ Priscilla Cardoso Villela. Brasília: UnB, 2015. 75 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Jorge
Cormane.

1. Garantia Física. 2. Energia Firme. 3. Energia Assegurada I.
Cormane, Jorge. II. Estudo da Garantia Física em
empreendimentos energéticos baseados em fontes renováveis.

CDU Classificação



ESTUDO DA GARANTIA FÍSICA EM EMPREENDIMENTOS ENERGÉTICOS BASEADOS EM FONTES RENOVÁVEIS

PRISCILLA VILLELA

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em ___/___/___ apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Doutor: Jorge Cormane, UnB/ FGA
Orientador

Prof. Doutora: Paula Meyer, UnB/ FGA
Membro Convidado

Mestre: Ana Quitéria Nunes Martins, MPF/ PGR
Membro Convidado

Brasília, DF
2015

AGRADECIMENTOS

Depois de longos cinco anos de faculdade começo a ver a chamada luz no fim do túnel (como o tempo passou rápido) e estou, mais do que nunca, perto de formar e é claro que preciso agradecer a algumas pessoas que me ajudaram tantas vezes.

Para começar, tenho que agradecer a Deus, por permitir que eu chegasse até aqui, por ter me sustentado em momentos que eu não tinha mais forças para estudar e por cuidar de todos os meus passos.

A minha família (White, Leci e Amanda) que foram as pessoas que mais me incentivaram e me apoiaram, foram eles que se orgulhavam das minhas vitórias e me sustentaram nas minhas derrotas, nunca deixaram de acreditar em mim e na minha capacidade. Por isso dedico a minha formação e o meu futuro pessoal e profissional a eles, a quem amo tanto.

Aos meus tios, primos e avós que junto com a minha família formam a minha base e foram responsáveis pela minha criação, posso dizer que, o que sou hoje, é, em grande parte, por culpa deles. Não poderia deixar de agradecer em especial a minha tia Darlene que me permitiu carinhosamente ficar hospedada em sua casa durante os períodos de aula, para que fosse mais fácil conciliar o estágio e a faculdade.

Tenho muito a agradecer aos meus amigos que fizeram das minhas idas ao Gama menos chatas, me ajudaram a fazer aqueles trabalhos terríveis, viraram noites estudando, me deram conselhos, me escutaram quando tudo que eu queria era reclamar e, é claro, estiveram comigo nos momentos de lazer. Poderia citar inúmeros deles, por inúmeros motivos, mas alguns eu tenho que citar nominalmente, porque me ajudaram na elaboração deste documento, são eles: Angélica, Adriana, Sinara e Filipe.

Queria agradecer a minha Psicóloga Janaina, que considero como amiga e me ajudou e vem me ajudando a quase 2 anos e também ao meu orientador Jorge que com muita paciência me auxiliou no desenvolvimento deste material e me ensinou não apenas a matéria que era preciso aprender para passar nas matérias, mas me ensinou lições que levarei para a vida toda e, acima de tudo, acreditou em mim e no meu trabalho.

Obrigada, de verdade, a todos por tudo que vocês fizeram e fazem por mim, esse trabalho de conclusão de curso é para e por vocês.

RESUMO

Este trabalho consiste em um estudo do conceito da Garantia Física (GF), suas implicações sobre os novos empreendimentos energéticos no Brasil e um Estudo de Caso de dois parques (Eólico e Solar), dado que a GF valorada é comercializada através de contratos. Mediante uma análise bibliográfica sobre a divisão e a organização do setor energético entre Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulado e o Mercado de Curto Prazo, em que são liquidadas as diferenças entre a GF vendida e a quantidade de energia efetivamente gerado. O planejamento do setor fica a cargo da Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica, que realizam os cálculos, homologam os valores e regulamentam o mercado como um todo. O Operador Nacional do Sistema se encarrega de organizar e coordenar a operação, de modo a otimizar os recursos e garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda, visto que a energia elétrica é um produto que não pode ser estocado de forma economicamente viável. A forma mais adequada para que haja uma garantia de energia no futuro é através do potencial de geração, para as hidrelétricas é represada a água e para as Termelétricas é estocado combustível. No caso de usinas que não podem guardar seus recursos, são despachadas na base e sua GF é calculada conforme a disponibilidade para geração, assumindo um determinado grau de segurança de produção, ou seja, sua GF é proporcional não apenas as suas características básicas mas também está aliada a disponibilidade do recurso que usa para geração, como ocorre por exemplo, com a Usina Eólica, que fazem um estudo prévio da disponibilidade mínima de ventos e constância nas velocidades para que a partir daí possa calcular a sua perspectiva de geração garantindo a mínima produção. Cada usina tem uma metodologia para o cálculo da GF e segue determinados passos conforme características próprias, usando uma metodologia probabilística e sendo simulada em dois tipos de modelos, NEWAVE e MSUI, uma para Sistemas Equivalentes e outro para usinas individualizadas, respectivamente. Após os cálculos fica estabelecido o potencial de geração do agente que tem sua energia produzida ao longo do tempo e é remunerado com base nestes valores, que também são usados para a expansão e o dimensionamento do setor elétrico.

Palavras-chave: Garantia Física, Setor Elétrico, Método Probabilístico, Perspectiva de geração, Novos Empreendimentos Energéticos.

ABSTRACT

This work consists of a study of the concept of Physical Security (GF), their implications for the new energy ventures in Brazil and the case study about wind and solar park, given that it valuated and marketed through contracts. Through a bibliographic review on the division and the organization of the energy sector, which is separated into Free Contracting Environment, where they are carried out bilateral contracts, the Contracting Environment Governed, where auctions are held for purchase and sale of energy, entering into contracts that are designed to lower prices and the Short-term Market, where are settled differences between the GF sold and the amount of energy actually generated. The planned industry is to be borne by the Energy Research Company, linked to the Ministry of Mines and Energy and the National Electric Energy Agency, who carry out the calculations, endorse the values and regulate the sector. Stay to the Operated National System to organize and coordinate the operation, in order to optimize resources and ensure that the balance between supply and demand, since the power is a product that cannot be stored in an economically viable. The most appropriate way to ensure that there is a guarantee of energy in the future is by storing the generation potential for hydroelectric plants is impounded water and the Thermal Plants is stored fuel. In the case of plants that cannot save their resources, are shipped in base and his GF is calculated as the availability for generation, assuming a certain degree of safety of production, i.e. , their GF is proportional not only their basic characteristics but also is coupled with the availability of the resource that it uses for generation, for example the Wind Power Plant, which provides the availability minimum wind at a given speed, so you can have a minimum guarantee of generation. Each plant has a methodology for the calculation of GF and follows certain steps as characteristics, using a probabilistic methodology and being simulated in two types of models, NEWAVE and MSUI, one for Equivalent Systems and another for individual plants, respectively. After the calculation is established the potential for generation of agent that has its energy produced over time and is paid based on these values, which are also used for the expansion and the dimensioning of the electric sector.

Keywords: Physical Security, Power Sector, Probabilistic Method, Prospect generation, New Energy Ventures.

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Regulada.
ACR	Ambiente de Contratação Livre.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão.
CMO	Custo Marginal de Operação.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
CVU	Custo Variável Unitário
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
GF	Garantia Física.
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia.
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia.
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema.
PCH	Pequena Central Hidrelétrica.
PDE	Plano Decenal de Energia.
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças.
PMO	Programa Mensal de Operação
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Instituições responsáveis pelo equilíbrio operacional do Mercado. ...	12
Figura 2. Ambientes de comercialização de energia elétrica.	17
Figura 3. Linha do tempo do Conceito de Garantia Física.	20
Figura 4. Custo Marginal X Custo do Sistema.	23
Figura 5. Divisão em blocos da oferta de energia.	25
Figura 6 - Perfil vertical da velocidade do vento. O comprimento da rugosidade (z_0) é a altura onde a velocidade é nula.	38
Figura 7 - Fluxo de vento através de uma turbina eólica.	44
Figura 8 - Componentes da Radiação Solar.	48
Figura 9 - (a) Ilustração dos ângulos, representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ilustração da Orientação de uma Superfície inclinada em relação ao mesmo plano.	50
Figura 10 - (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada.	52
Figura 11 - Curva $I \times V$ Típica de um Módulo Fotovoltaico.	52
Figura 12 - Associação em Série.	53
Figura 13 - Associação em Paralelo.	53
Figura 14 - Rosa dos Ventos com a altura de referência de 50m.	61

LISTA DE TABELA

Tabela 1 - Classificação da Rugosidade da Superfície de alguns tipos de Terrenos.....	39
Tabela 2 - Coeficiente de atrito para vários tipos de terrenos.....	39
Tabela 3 - Valores Típicos de Albedo para diferentes tipos de superfície.....	48
Tabela 4 - Fatores da Distribuição de Weibull.	57
Tabela 5: Tabela de velocidades médias para as alturas de 25 e 50 metros. ...	60
Tabela 6 - Tabela de extrapolação dos dados.....	62
Tabela 7 - Tabela de incertezas usadas no cálculo da incerteza padrão.	65
Tabela 8 - Tabela do Sumário de Certificação Anual de Produção de Energia.....	66
Tabela 9 - Tabela de Dados de Irradiação Global Horizontal - Médias Horárias e Mensais.....	67
Tabela 10 - Tabela de Ganhos e Perdas da irradiação.	68
Tabela 11 - Tabela de aplicações de perdas de Energia.....	69
Tabela 12 - Tabela de Degradação durante os 20 anos de contratação do Parque.	69

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	5
RESUMO	6
ABSTRACT	7
SUMÁRIO	11
1. INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVO GERAL	15
2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. REFERENCIAL TEÓRICO	16
3.1. SETOR ELÉTRICO.....	16
3.2. CONCEITO DE GARANTIA FÍSICA	19
3.2.1. Desenvolvimento do Conceito	20
3.3. CMO E CME	22
3.4. APLICAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA.....	24
3.5. MODELAGEM DA GARANTIA FÍSICA.....	26
3.6. EQUAÇÕES PARA O CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA	28
3.7. DISCUSSÕES SOBRE O ASSUNTO.....	33
4. ESTUDO DE CASO	35
4.1. LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA REGIÃO DE ESTUDO	35
4.2. BASE DE DADOS.....	36
4.3. FONTE EÓLICA.....	37
4.3.1. Camada Limite Superficial	37
4.3.2. Avaliação do Potencial Eólico	40
4.3.2.1. Velocidade Média	40
4.3.2.2. Histograma	41
4.3.2.3. Distribuição de Weibull	41
4.3.2.4. Rosa dos Ventos.....	42
4.3.2.5. Extrapolar a Elevação (Altura) do Rotor da Turbina	43
4.3.3. Potência de um Sistema Eólico	43
4.3.3.1. Potência.....	43
4.3.4. Energia Gerada	45
4.3.4.1. Fator de Capacidade	46
4.3.4.2. Coeficiente de Potência.....	46
4.3.5. Curva de Potência dos Aerogeradores	46
4.4. FONTE FOTOVOLTAICA	47
4.4.1. Irradiância Solar Direta, Difusa e Global	47
4.4.2. Posicionamento dos Painéis Solares	49
4.4.3. Geometria Sol-Terra	49
4.4.3.1. Ângulos da Geometria Solar.....	50
4.4.4. Módulos Fotovoltaicos	52
4.4.5. Inversores	54
4.4.6. Geração Fotovoltaica	54
4.5. GARANTIA FÍSICA.....	55
5. RESULTADOS E ANÁLISES	57
5.1. EÓLICA.....	57
5.1.1. Análise dos Dados	57
5.1.1.1. Distribuição de Weibull	57
5.1.1.2. Histograma	59
5.1.1.3. Velocidade Média	60
5.1.1.4. Rosa dos Ventos.....	61
5.1.1.5. Extrapolação de Dados.....	62
5.1.2. Potência	63
5.1.3. Turbina	63
5.1.4. Produção de Energia Certificada	64
5.2. SOLAR.....	67
5.2.1. Análises dos Dados	67
5.2.2. Produção Anual de Energia	68
6. CONCLUSÃO	71
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

1. INTRODUÇÃO

O aumento do consumo de energia elétrica no Brasil e no mundo evidencia a necessidade de investir na gestão de energia dos centros de carga e no planejamento da geração. Os centros de carga são as unidades consumidoras que geram uma demanda, a qual é suprida pelos agentes geradores.

Para que a cadeia produtiva da energia elétrica funcione de forma correta, podendo atender a oferta e a demanda do mercado, alguns órgãos auxiliam na regulação, planejamento, monitoramento e controle, tais como podem ser vistos na Figura 01.

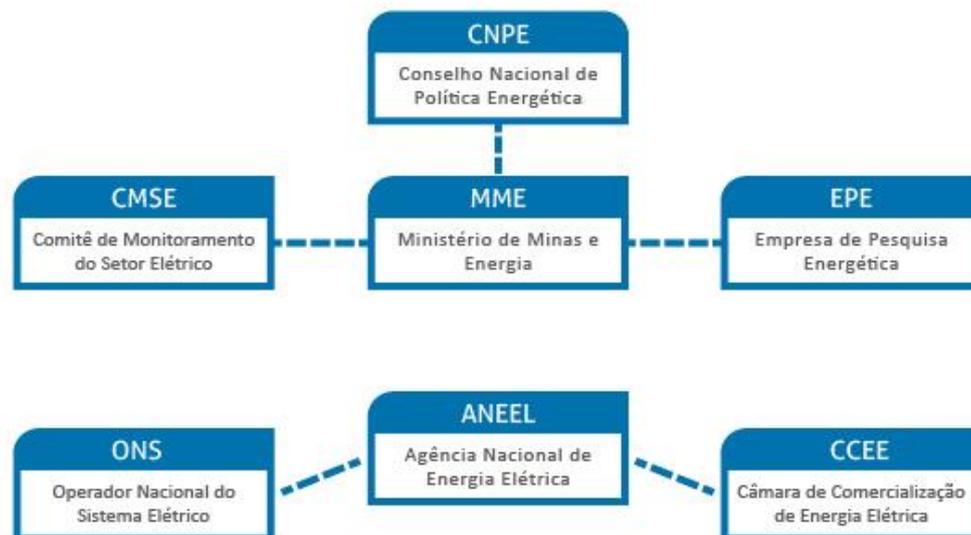


Figura 1. Instituições responsáveis pelo equilíbrio operacional do Mercado.

Fonte: < <http://www.ccee.org.br/>>. Acessado em: 11/06/2015.

As políticas setoriais do mercado de energia ficam a cargo do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), enquanto a formulação e implementação destas políticas é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) onde estão ligados a ele a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que fazem estudos para planejamento da expansão do setor e avaliações sobre a segurança de suprimento, bem como tomada de ações preventivas, para se manter o equilíbrio entre oferta e demanda.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem por função a regulação, fiscalização e a realização de licitações e leilões para aquisição de energia, cabendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a responsabilidade de administrar o mercado e ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a execução das atividades de controle e coordenação dos agentes de geração e de transmissão.

A energia elétrica pode ser gerada aproveitando o potencial de diversas fontes e utilizando inúmeras tecnologias, mas o aproveitamento não é dado de forma perfeita, uma vez que ocorrem perdas elétricas durante o processo de conversão de energia, o que demonstra uma disparidade entre a capacidade instalada de um empreendimento energético e a energia efetivamente gerada.

Entende-se por capacidade instalada de uma usina a capacidade máxima de produção. Portanto, o que o maquinário consegue gerar, em pleno funcionamento, com máxima disponibilidade de recursos e eventuais perdas no processo. Para determinar a capacidade instalada de um agente de geração, considera-se o valor de capacidade estabelecido por meio de ato regulatório (encontrada na barra da usina) de cada unidade geradora em operação comercial.

A Garantia Física é a potência para que se tenha a geração efetiva, ou seja, a energia mínima média que pode ser efetivamente gerada a cada unidade de tempo, levando em consideração as eventuais indisponibilidades de recurso e de maquinários. A Garantia Física é estabelecida a partir da capacidade instalada, eficiência de cada empreendimento e do fator de operação comercial, ambos estabelecidos em ato regulatório, não estando necessariamente associada ao ponto de conexão com a rede, pois isso varia de acordo com cada empreendimento (CCEE, 2014).

A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, sendo essa matriz vinculada aos regimes pluviométricos existentes no país, assim esse regime está munido de inúmeras incertezas e imprevisibilidades, o que traz um grau de instabilidade.

As usinas térmicas atuam, no cenário brasileiro, por disponibilidade, sendo uma espécie de reserva energética a operar no momento em que a fonte hídrica não consegue suprir a demanda de modo economicamente viável, tendo em vista que os reservatórios devem ser mantidos a quantidades

mínimas de água, para abastecimento mínimo das regiões onde se encontram (Castro, 2009). As usinas eólicas e solares atuam como fontes complementares, e despacham energia para o Sistema Interligando Nacional (SIN) à medida que geram.

A diversificação e controle efetivo do parque gerador, e os estudos de oferta e demanda, podem ser alternativas para que se traga mais confiabilidade ao setor, o que permitiria uma expansão socioeconômica do país, retratada pela entrada de investidores e melhora na qualidade de vida da população.

Para um controle efetivo faz-se necessário o planejamento do setor e para isso é preciso estar atento aos conceitos e aplicações da Garantia Física, já que, é ela quem determina a oferta de energia para o mercado, bem como suas formas de cálculo e de avaliação.

Este trabalho tem por objetivo fazer um levantamento teórico sobre o estado da arte da Garantia Física, mediante análise da metodologia de cálculo para novos empreendimentos energéticos.

2. OBJETIVO GERAL

Estudar o conceito de garantia física para novos empreendimentos energéticos no Brasil, assim como a forma de cálculo, quantificação e avaliação dos mesmos.

2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar o conceito de Garantia Física;
- Avaliar os impactos da Garantia Física para cada agente (consumidor e gerador);
- Verificar a aplicação do conceito nas diferentes fontes de energia;
- Descrever as equações para os cálculos mediante os parâmetros aplicáveis a cada agente do setor;
- Analisar os recursos disponíveis para montagem de um parque eólico e outro solar;
- Calcular a GF dos parques, para o qual foram analisados os recursos da região.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1. SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico pode ser observado como uma grande indústria, onde são realizadas várias atividades de manuseio sobre uma matéria-prima para a produção de um determinado bem de consumo, no caso a energia elétrica. De modo geral, o setor pode ser dividido em três partes, sendo eles os agentes geradores, aqueles que efetivamente geram energia, a indústria de rede, aqueles que fazem o transporte do produto e os comercializadores, aqueles que são responsáveis por comercializar e sistematizar o equilíbrio entre oferta e demanda (ABRADEE, 2015).

Para os setores de geração e comercialização é aplicado o conceito de *livre concorrência*¹, promovendo competitividade entre os agentes, cabendo ao Estado ditar as regras. Enquanto para o setor de transporte de energia é usado o conceito de *monopólio natural*², devido a sua estrutura física não permitir uma concorrência dada à falta de viabilidade econômica, tendo seus preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ABRADEE, 2015).

O setor de Comercialização tem seu papel muito mais ligado ao contexto econômico e institucional que ao processo de produção e transporte de energia, estando muito mais ligado à compra, venda e gestão do sistema como um todo (ABRADEE).

A comercialização de energia no Brasil foi instituída pela Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004, que veio atender a Lei 10.848/2004 art. 4º e ao Decreto 5.177/2004 art. 1º, onde a comercialização seria realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pode ocorrer entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços de instalações de energia elétrica e contratos com eventuais consumidores (BRASIL, 2015).

¹ Dentro do capitalismo, a livre concorrência é um princípio em que os agentes econômicos tem a liberdade de ofertar seus produtos e serviços, respeitando um ao outro e a concorrência entre os mesmos.

² Na microeconomia, o monopólio pode ser vista como a situação de concorrência imperfeita, em que uma empresa possui um determinado mercado, influenciando diretamente no preço do produto comercializado.

Desde 2004, a comercialização no mercado de energia elétrica, foi dividida em três partes, como na Figura 02: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde são realizados leilões regulados e estão inseridas as distribuidoras, o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que os participantes são normalmente consumidores livres e consumidores especiais e são realizados contratos bilaterais, e o Mercado de Curto Prazo (MCP), onde são liquidadas as diferenças entre aquilo que é gerado e o que foi vendido nos contratos (ABRADEE, 2015).

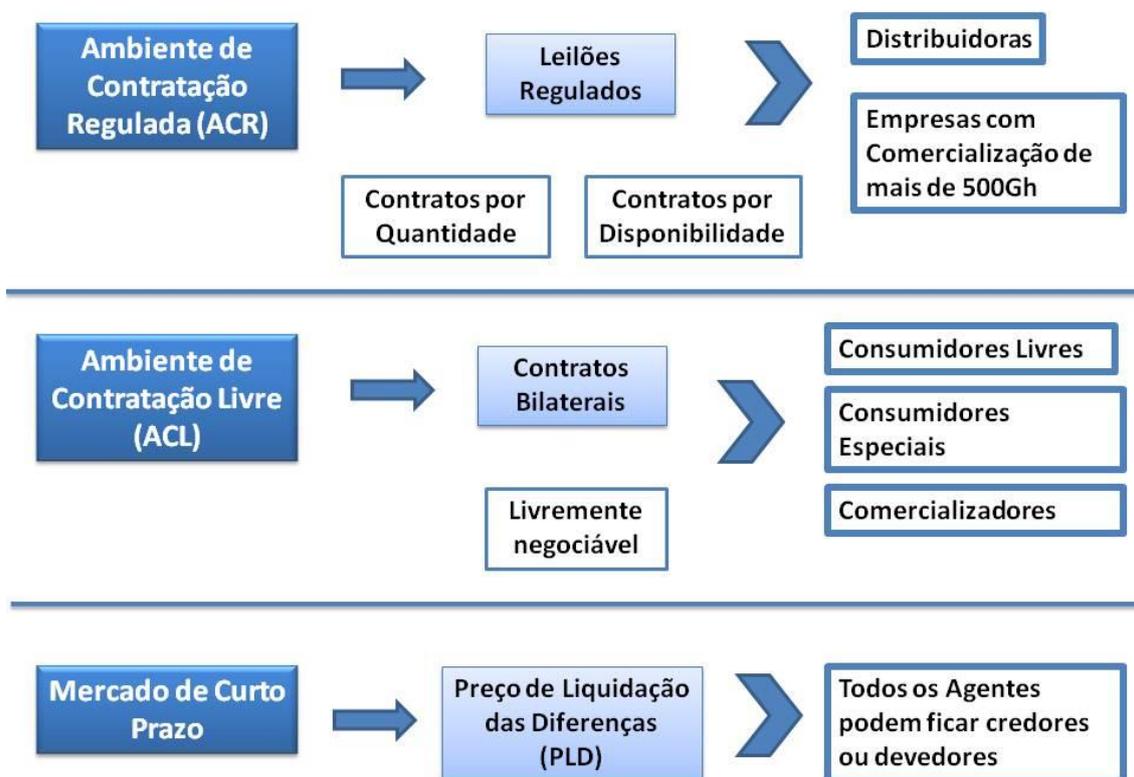


Figura 2. Ambientes de comercialização de energia elétrica.
Fonte: Autor.

O *Mercado Regulado*, onde está inserido o ACR, é o local onde as distribuidoras e empresas com comercialização acima de 500 GWh por ano são obrigadas a comprar a energia elétrica por meio de leilões regulados pela ANEEL e realizados pela CCEE. Os Leilões regulados incentivam a competição entre as geradoras visando o atendimento do mercado varejista de energia e ganham aqueles que somados atendam a quantidade de energia solicitada pelas distribuidoras com menores custos (ABRADEE, 2015).

Os leilões levam a dois tipos de contratos: Contratos por Quantidade, que estabelecem uma quantidade fixa de energia a um determinado preço e são aplicáveis basicamente para a matriz hídrica, nesta modalidade os agentes geradores estão sujeitos aos riscos de sobra e déficits, podendo ser minimizados pelo Mercado de Realocação de Energia (MRE); já os Contratos por Disponibilidade, normalmente são aplicados às termoelétricas, usinas eólicas e fotovoltaicas, e pagam uma taxa fixa aos agentes geradores, para que possam disponibilizar certa capacidade de geração e um valor adicional para cada megawatt gerado, podendo haver uma variação dos custos relacionados aos combustíveis utilizados, onde esse valor é repassado ao consumidor final, por intermédio de reajustes tarifários (ABRADEE, 2015).

O *Mercado Livre*, onde se localiza o ACL, é o ambiente cujas operações de compra e venda de energia são realizadas, por meio de contratos bilaterais livremente negociáveis. Neste tipo de modalidade o consumidor livre pagará os custos sobre o uso das linhas de transmissão, Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e sobre o uso dos serviços de distribuição, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (ABRADEE, 2015).

O Decreto nº 5.163/2004 estipula que os contratos de energia devem ter um lastro para venda e potência para garantir 100% de seus contratos. No mercado brasileiro este lastro³ visa assegurar o atendimento da demanda, sem violar os critérios de segurança.

Por existir uma diferença entre a geração contratada (geração vendida nos contratos) e a geração efetiva, faz-se o uso de outra modalidade financeira o chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), onde atua o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)⁴. Por exemplo, um consumidor que em um determinado mês usa mais energia do que contratou deve comprar o excedente no PLD, para aqueles que usam menos do que realmente contrataram também devem vender a diferença ao preço de curto prazo. Para os agentes geradores o montante a ser liquidado pode variar de acordo com cada usina (ABRADEE, 2015; CCEE, 2013).

³ Lastro pode ser entendido economicamente como a garantia implícita de um ativo. Por exemplo, o depósito em ouro que serve de garantia ao papel-moeda.

⁴ Para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças são utilizados modelos matemáticos que levam em consideração a preponderância das usinas hidrelétricas do parque gerador brasileiro, buscando o equilíbrio entre os benefícios presentes no uso da água hoje e o benefício futuro do seu armazenamento.

Para usinas hidrelétricas é usado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), onde as geradoras participam de pool de realocação de sobras e déficits, permitindo a redução dos riscos de exposição das hidrelétricas aos preços de curto prazo, ou seja, o MRE redireciona a energia entre aquelas geradoras que fazem parte do “mecanismo”, deslocando o excedente daqueles que geram energia acima da quantidade contratada para aqueles que geram abaixo (ABRADEE, 2015; CCEE, 2013).

Diferentemente de outros produtos que são vendidos pelas indústrias, a eletricidade não pode ser armazenada de forma economicamente viável, exigindo uma forma delicada de se equilibrar a oferta e a demanda, além do que é necessária a regulamentação e um aparato de operacionalização bem complexo. A não manutenção do equilíbrio entre o que está sendo gerado com o consumo pode levar a uma sobrecarga no sistema e causar desligamentos em cascata, os chamados apagões (ABRADEE, 2015).

Para que o SIN funcione corretamente é preciso haver planejamento e esse planejamento é realizado através da Garantia Física, tema deste trabalho.

3.2. CONCEITO DE GARANTIA FÍSICA

De forma geral, a energia elétrica comercializada é aquela que de fato é gerada e logo consumida, mas no Brasil, isso não se aplica, pois essa comercialização é feita por meio de um certificado de “garantia de abastecimento”, ou seja, é firmado um contrato a partir da perspectiva de geração, permitindo assim que fosse desenvolvido, para o sistema elétrico brasileiro, o conceito de Garantia Física – GF (Castro, 2009).

A GF é um conceito que foi desenvolvido ao longo do tempo e inicialmente foi lançado para auxiliar o planejamento do setor elétrico e conseqüentemente foi adaptado para o setor de comercialização de energia elétrica, visando unir os aspectos técnicos e econômicos, respectivamente. Generalizando, “*Garantia Física é o benefício energético que uma usina agrega ao sistema, equivalente a expectativa de geração da usina ao longo do tempo, determinado por sistemas computacionais*” (CCEE, 2013).

Para o SIN, a GF é a maior carga que pode ser atendida respeitando simultaneamente um critério de segurança de abastecimento (risco anual de déficit de 5%) e um critério econômico, baseado na igualdade entre o custo de expandir o sistema (Custo Marginal de Expansão - CME) e o custo de operar o sistema (Custos Marginais de Operação - CMO) (CCEE, 2013; ACENDE BRASIL, 2012).

Para o setor de Comercialização é a energia que pode ser negociada em contratos, ou seja, quanto maior a GF de um empreendimento maior a quantidade de energia que pode ser comercializada, o que aumenta a competitividade do projeto nos Leilões de Energia Nova, devendo-se atentar às regras de comercialização em vigor (CCEE, 2013).

3.2.1. Desenvolvimento do Conceito

O conceito de GF foi uma evolução dos conceitos de *Energia Firme* e *Energia Garantida*, conceitos esses usados para usinas hidrelétricas, como pode ser visto na Figura 3.

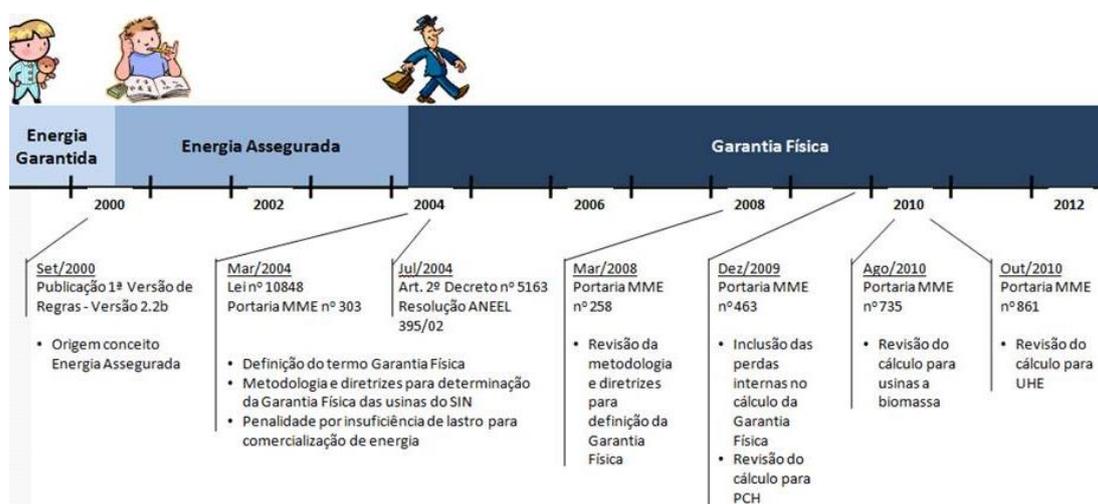


Figura 3. Linha do tempo do Conceito de Garantia Física.

Fonte: CCEE, 2013.

A *Energia Firme* era calculada a partir das vazões de um período histórico, chamado de Período Crítico do Sistema Brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956), que consiste em calcular a máxima quantidade de energia efetivamente gerada. A *Energia Garantida* era a quantidade de energia que

uma usina possivelmente agregaria ao sistema (expectativa de geração) e era calculada por um método determinístico que desconsidera possíveis indisponibilidades (CCEE, 2013; BRASIL, 2005).

À medida que o tempo foi passando e o SIN foi aumentando seu tamanho e mais usinas foram incorporadas, percebeu-se a necessidade de se rever o modelo de planejamento e a legislação do setor elétrico, passando do Método Determinístico para um Método Probabilístico, na hora de se determinar a GF das usinas geradoras. Este novo modelo faz o uso de uma série estocástica⁵ que representa o padrão de comportamento hidrológico dos afluentes do reservatório de uma usina, aproximando os modelos teóricos com a realidade do SIN (CCEE, 2013; ACENDE BRASIL, 2012).

A *Energia Assegurada* é o conceito lançado em setembro de 2000, o qual faz parte do caderno do MRE, veio para agregar mais pontos ao conceito de *Energia Garantida*, por isso é dita como a quantidade máxima de energia a ser comercializada por meio de contratos com usinas de geração, ou seja, seu limite de contratação para usinas hidrelétricas, tornando dessa forma fundamental a importância de se obter financiamentos para os projetos, para participação em leilões e assinatura de contratos (CCEE, 2013; TRACTEBEL).

O termo Energia Assegurada foi substituído pelo termo GF pela Lei 10.848 regulamentada pelo Art. 2º do Decreto Nº 5.163/2004, Portaria MME Nº 303/2004, Portaria do MME Nº 268/2008 e pela Resolução da ANEEL 395/02, em que foi lançada efetivamente a definição do termo Garantia Física, as metodologias e diretrizes para a determinação da GF das usinas do SIN e penalidades aplicáveis por insuficiência de lastro (CCEE, 2013; TRACTEBEL).

Com o passar dos anos o MME lançou outras portarias com a temática dos cálculos de GF, onde a Nº 258/2008 estabelece a revisão da metodologia e diretrizes para definição da GF para novos empreendimentos e a geração termelétrica e seus critérios econômicos, a Nº 463/2009 determina a inclusão de perdas internas no cálculo da GF e a revisão do cálculo para PCH, a Nº 735/2010 e Nº 861/2010 que estipulam a revisão do cálculo para usinas de biomassa e para UHEs, respectivamente (CCEE, 2013; TRACTEBEL).

⁵ Em probabilidade, entende-se série estocástica como um padrão onde o estado é indeterminado, advindos de eventos aleatórios.

3.3. CMO E CME

A coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, no âmbito do SIN, têm por finalidade minimizar os custos da geração de forma a manter a confiabilidade do sistema, enquanto o planejamento da expansão da oferta de energia visa a perspectiva de consumo, observando os níveis de garantia de suprimento e alinhando o menor custo e a qualidade do serviço de fornecimento de energia.

Resumidamente o sistema tem o objetivo de minimizar custo total, onde esse Custo Total está diretamente ligado ao Custo Imediato e o Custo Futuro, onde as decisões e os valores pagos hoje pela energia, afetam diretamente o planejamento para o futuro (Faustino, 2014).

Alguns critérios devem ser respeitados, tais como: a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME); e a probabilidade de ocorrência de déficits de energia de 5% dos cenários hidrológicos, onde está representado todo o universo probabilístico sobre o qual é efetuado o processo de otimização da operação energética (EPE, 2011).

O CMO pode ser entendido como um fator econômico que estabelece um valor de acréscimo de custo para suprir o aumento unitário da energia consumida, em um período de tempo, no parque gerador, sem eventual expansão, ou seja, custo de operação para se atender um MWh adicional de demanda usando apenas os recursos já existentes (EPE, 2011).

Para o cálculo do CMO, utilizando o modelo Newave, são observados fatores tais como: as previsões de vazões, os perfis de cargas, as configurações de rede, as condições operativas, as disponibilidades dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão para cada sub-mercado (Faustino, 2014).

O CME é um outro fator econômico onde é estabelecido um acréscimo de custo para suprir o aumento unitário na demanda, ou seja, custo de expansão do parque gerador. Para o seu cálculo é usado uma estimativa de valores de empreendimentos vendidos em leilões de energia, onde são estimados os custos futuros de expansão, observando os preços de energia e as fontes a serem utilizadas. Neste cálculo é considerada a expansão da

Garantia Física para cada fonte por todo o período e o custo estimado das fontes (EPE, 2011).

A correlação entre o CMO e o CME fica mais evidente ao comparar os custos do atendimento da demanda futura de uma unidade consumidora utilizando os recursos disponíveis hoje ou investindo na expansão do parque gerador. A geração e o consumo de energia acontecem quase que imediatamente, mas para que haja o atendimento imediato da demanda faz-se necessário o dimensionamento correto do Sistema, ou seja, para que se possa atender a uma determinada carga amanhã é preciso fazer um dimensionamento prévio, com antecedência, e para que esse planejamento aconteça de forma segura para o SIN faz-se necessário à comparação dos fatores econômicos CMO e CME, que demonstram qual a melhor forma de se garantir o suprimento sem prejuízos as partes envolvidas.

A Figura 04 permite observar a correlação existente entre o CMO e CME em função da carga do sistema. Onde o eixo vertical apresenta o custo marginal e o eixo horizontal representa a carga do sistema (Loureiro, 2009).

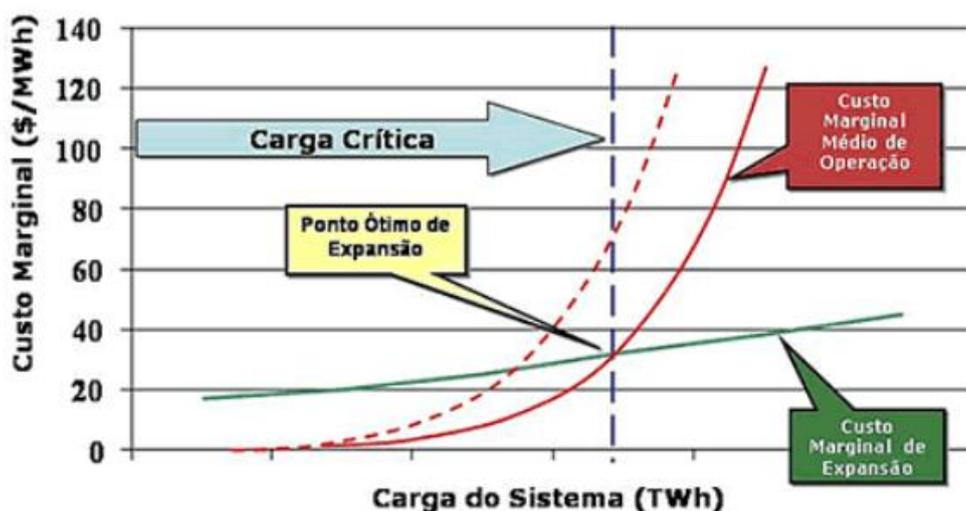


Figura 4. Custo Marginal X Custo do Sistema.
Fonte: Loureiro, 2009.

Observando a Figura 04 pode-se notar que a reta tracejada em azul é a chamada carga crítica, obtida ao se igualar o CMO e o CME. A curva em vermelho permite a previsão sobre o que acontecerá com o CMO caso decidam suprir a crescente demanda sem expandir o parque gerador. Isso se

deve ao fato de que com o aumento da carga o CMO também aumentar, devido a utilização de mais geração térmica, fonte essa, muitas vezes, mais cara e que leva a um maior risco de déficit de energia e eleva os custos (Loureiro, 2009).

A curva verde representa o CME, onde ao se aumentar a carga conseqüentemente fica mais caro expandir o sistema, isso ocorre pois as fontes mais baratas já se encontram em uso, levando assim a necessidade de expansão em grande parte das fontes mais caras (Loureiro, 2009).

Vale ressaltar que ao aumentar o custo marginal de déficit, a parábola em vermelho se desloca para esquerda (parábola em vermelho tracejada), demonstrando que para uma mesma carga há um novo CMO mais alto e com custos mais elevados. Ao se cruzarem a curva tracejada em azul e a curva do CME em uma carga crítica menor, há a indicação de que o sistema já deveria ter sido expandido e está operando em situação de risco de déficit, o que pode a vir comprometer o planejamento da operação energética do sistema (Loureiro, 2009).

3.4. APLICAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA

A produção de energia de uma usina depende de inúmeros fatores, como: a situação climatológica da região, as indisponibilidades e a eficiência dos componentes das máquinas, o que compromete a confiabilidade do sistema, portanto, torna o fornecimento de energia muito incerto, comprometendo a confiabilidade do sistema. Dado esses fatores, foi criado um método que estima uma “garantia” mínima de geração para aqueles empreendimentos que não é possível prever com certeza a disponibilidade de recursos aptos à geração (Pinto, 2014).

Cada empreendimento tem um método regulamentado para o cálculo dessa garantia. Para usinas hidroelétricas com potência acima de 50 MW (Grandes Hidroelétricas) a metodologia é estipulada pelo documento Nº EPE-DEE-RE-099/2008, onde se estabelece a oferta total do sistema com a correspondente tolerância. Esta oferta total é dividida em dois blocos: hidráulico e não hidráulico, como pode ser visto na Figura 4. Em que a oferta hidráulica é

fracionada entre todas as usinas, proporcionalmente às suas energias firmes (a produção média alcançada para um conjunto de hidrologias críticas, selecionados das ocorrências históricas) (Pinto, 2014).

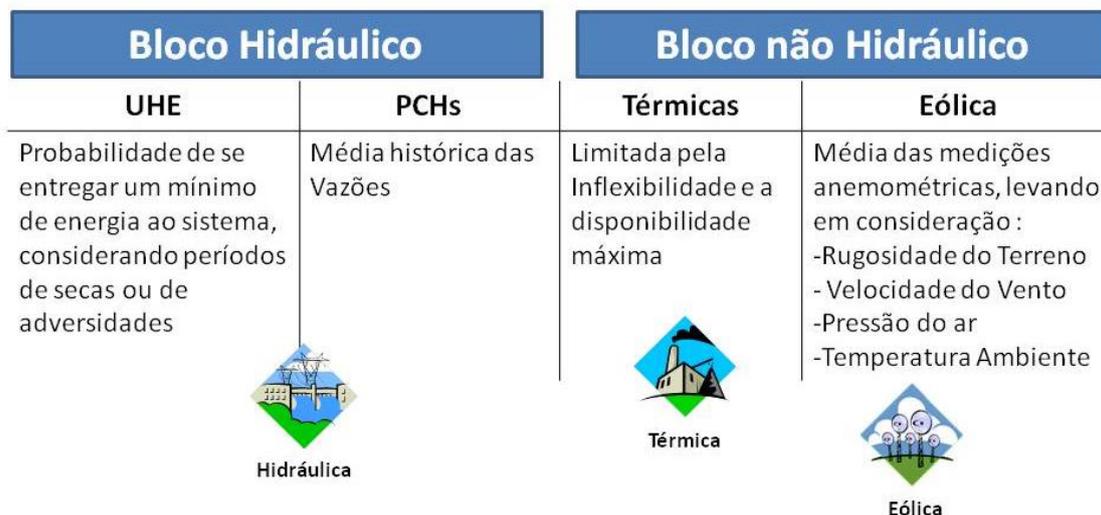


Figura 5. Divisão em blocos da oferta de energia.

Fonte: Autor.

O bloco não hidráulico leva em seu cálculo as considerações sobre a disponibilidade de recursos para geração, enquanto o bloco hidráulico tem o controle dos seus recursos conforme regime hidrológico.

A GF para parques eólicos pode ser entendida como um compromisso que a geradora assume em contrato, devendo ser igual ou menor aos valores apresentados no momento da certificação da produção de energia, a partir dos dados anemométricos, levando-se em consideração a rugosidade do terreno, velocidade do vento, pressão do ar e a temperatura ambiente.

A GF para PCHs é estipulada pela portaria N° 463, de 3 de dezembro de 2009, onde se calcula a média da geração sobre o período de medições disponível, que é dada pela vazão hidrológica multiplicada pelo rendimento da planta, este rendimento é calculado apenas sobre a parcela de vazão efetivamente usada para geração, retirando os períodos de indisponibilidade forçadas ou programadas (Pinto, 2014).

As usinas de geração tem a responsabilidade de fornecer os dados, enquanto cabe ao MME definir os critérios para o cálculo da GF. A EPE promove o cálculo e envia ao MME por meio de notas técnicas para homologar

os valores e publicar a GF via Portaria. A partir disso a CCEE averigua a comercialização da energia (CCEE, 2013; Castro, 2009).

A GF é a base para a realização de contratos e é através dela que se sabe se uma determinada usina ou agente está dentro dos limites contratuais, dadas as características do empreendimento (CCEE, 2013). Por exemplo, as grandes hidroelétricas têm suas GFs calculadas pelo mínimo de energia que será entregue ao sistema mesmo em períodos de seca ou de adversidade, estimando que entreguem sempre valores superiores a sua garantia física. Já as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) têm sua garantia estipulada por uma média histórica, permitindo a entrega de valores superiores ou inferiores (Pinto, 2014).

Para usinas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) a GF é o parâmetro de referência de distribuição de energia elétrica, que permite a diminuição dos riscos hidrológicos de cada investimento. Ou seja, aqueles agentes que produzirem acima de sua GF distribuem para aqueles agentes que produzirem abaixo de sua GF. A energia excedente da geração é chamada de energia secundária, aquela que ultrapassa os valores de compensação do mecanismo sendo distribuída proporcionalmente entre os membros do clube (CCEE, 2013).

A GF é uma potência média (anual, sazonal, mensal ou dividida em períodos de consumo) que, ao ser multiplicada pelo tempo que a usina esteve em funcionamento, resulta na energia a ser valorada em contratos, sendo o que efetivamente será pago ao agente (Pinto, 2014).

3.5. MODELAGEM DA GARANTIA FÍSICA

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), no Decreto N° 5.163/2004, prevê as diretrizes gerais de garantia de suprimento a ser avaliados pelo MME, para a criação da metodologia de cálculo da GF de energia. A partir desta determinação, é responsabilidade da EPE fazer os cálculos para empreendimentos já existentes e para aqueles novos empreendimentos, visando à igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME) (BRASIL, 2008).

Cada tipo de sistema tem seus cálculos realizados através de um modelo, seguindo alguns parâmetros de simulação, para os Sistemas Equivalentes⁶ utiliza-se o modelo NEWAVE, desenvolvido pela CEPEL, enquanto para usinas individualizadas, usa-se o modelo MSUI, desenvolvido pela ELETROBRÁS (BRASIL, 2008).

As configurações hidrotérmicas de referência serão baseadas em usinas hidrelétricas e termelétricas interligadas ao SIN, que estejam em operação autorizadas a funcionar, já licitadas, sem impedimentos para início da construção e que não estejam em processo de devolução de concessão. Em termos práticos, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) não são simuladas, com exceção para as despachadas pela ONS e para projetos de importação de energia, ou seja, somente serão considerados projetos instalados e que estejam com previsão de disponibilidade no ano correspondente à configuração de referência do cálculo de GF. Aqueles empreendimentos que estão em operação devem observar o Programa Mensal de Operação (PMO), elaborado mensalmente pela ONS, com a finalidade de se obter os dados técnicos (BRASIL, 2008).

Outras premissas devem ser observadas durante as simulações, para subsistemas equivalentes do SIN, tais como a topologia do sistema, perdas internas, unidades geradoras em teste, efeitos da sazonalidade, proporcionalidade da carga (segundo o Plano Decenal de Energia - PDE), limites de intercâmbio entre subsistemas, custo do déficit de energia e penalidades associadas à violação de restrição (CCEE; BRASIL, 2008).

Segundo o Ministério de Minas e Energia, “A GF do SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento” (BRASIL, 2008).

A GF do SIN é calculada por meio de uma simulação computacional, que contempla as variações de oferta e demanda das usinas, resultando no valor do nível risco de déficit e o CMO médio. A GF do sistema é também Esta carga correspondente é chamada de carga crítica ou GF do sistema (Castro,

⁶ Sistema Equivalente- método para cálculo de um grupo de agentes geradores, onde as usinas são entendidas como uma e se calcula um valor que será, posteriormente, subdividido para cada agente de geração;

2009). Para novos agentes de geração a metodologia de cálculo segue alguns passos, que estão explicitados nos decorrer desse trabalho.

3.6. EQUAÇÕES PARA O CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

O cálculo de energia assegurada do sistema, está sujeito à definição da oferta global de energia, através de uma simulação da configuração hidrotérmica, chamado modelo NEWAVE, aplicado aos 4 subsistemas interligados. Esse modelo tem por característica estabelecer os valores de geração hidrelétrica associados aos subsistemas equivalentes, bem como para as termoelétricas e o intercâmbio entre os subsistemas eletricamente conectados. O principal objetivo desse modelo é estabelecer uma estratégia de operação que minimize os custos totais de operação (Despacho por “ordem de mérito”), onde estão inseridos os custos imediatos e custos futuros, esses custos estão associados ao valor presente dos gastos com combustível e aos custos relacionados à energia não suprida (BRASIL, 2004). As etapas deste cálculo são:

1) Determinação da Oferta Total de Garantia Física do Sistema Interligado – essa simulação é estática e é realizada pelo modelo NEWAVE, onde são adicionados os empreendimentos que se visa calcular a GF junto com os empreendimentos da configuração de referência. O objetivo deste processo é que pelo menos um subsistema de cada sistema regional atinja a igualdade entre CMO e o CME, admitindo uma determinada tolerância (BRASIL, 2008).

2) Rateio da Oferta total entre os Blocos Hidroelétrico e Termoelétrico – a oferta total é feita a partir da soma das cargas críticas resultantes para os subsistemas, ao se multiplicar esse valor de oferta total por um Fator Hidrelétrico e um Fator Térmico obtêm-se o rateio entre esses dois grandes blocos, equações 1, 2, 3 e 4. Esse Fator pode ser entendido como uma parcela relativa à participação das gerações hidráulica e térmica em relação à geração

total e tem como base os CMO, obtidos pela simulação com o modelo NEWAVE⁷ (BRASIL, 2008).

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (1)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh_{i,j,k,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,t,s}] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (2)$$

$$ET(t,s) = FT(t,s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (3)$$

$$FT(t,s) = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,t,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh_{i,j,k,t,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,t,s}] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (4)$$

Onde,

EH = oferta Hidráulica

ET = oferta Térmica

s = subsistema

nss = número de subsistemas

FH = fator hidrelétrico

i = mês

j = ano

k = série

t = usina térmica

gh = geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima)

gt = geração térmica total (inflexibilidade + geração flexível)

cmo = custo marginal de operação

nt(s) = número de térmicas do subsistema s

FT(t,s) = fator térmico de cada usina termelétrica t

⁷ O modelo NEWAVE, usa configurações estáticas, de 5 anos e 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

Os resultados obtidos para as hidrelétricas são de forma agrupada para cada subsistema e para as térmicas é individualizada para cada usina, com base no conceito de sistemas equivalentes (BRASIL, 2008).

3) Rateio do Bloco Hidrelétrico e determinação das GF das UHE – é realizado a partir da energia firme⁸ de cada usina, usando o simulador individualizado MSUI, como visto na Equação 5 (BRASIL, 2008).

$$GF_{local} = EH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \quad (5)$$

Onde,

EF_h = Energia Firme

h = usina hidrelétrica

nh = número de usinas hidrelétricas na configuração

Determinadas usinas estão em um sistema de cascata, ou seja, varias usinas em sequência no mesmo curso do rio, a sua GF pode ter uma variação. Para aquelas que possuem reservatório de regulação e usinas a jusante pode haver um ganho na GF local e um acréscimo de energia, esse benefício deve ser inserido nos cálculos, como visto na Equação 6 (BRASIL, 2008).

$$GF_h = GF_{local} + BI_{cascata} \quad (6)$$

Onde,

$BI_{cascata}$ = benefício indireto obtido nas usinas a jusante da usina h decorrente da entrada do reservatório da usina hidrelétrica h

GF_h = garantia física total da usina hidrelétrica h

A Disponibilidade Máxima de Geração Contínua (D_{maxh}) limita a GF, e é calculada pela Equação 7 (BRASIL, 2008).

⁸ Energia Firme – geração média nos meses de período crítico, onde são usados as séries de vazões históricas e é limitado pelo valor de disponibilidade máxima de geração da usina.

$$\mathbf{Dmax}_h = \mathbf{Pot}_{ef} \times (\mathbf{1} - \mathbf{TEIF}) \times (\mathbf{1} - \mathbf{IP}) \quad (7)$$

Onde,

Pot_{ef} = potência efetiva da usina

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada

IP = indisponibilidade programada

Basicamente, o princípio de cálculo da GF de cada usina é uma proporção entre as energias firmes calculadas por simulação, onde são consideradas as unidades geradoras a medida que entram em operação (BRASIL, 2008).

4) Rateio do Bloco não Hidroelétrico e determinação das GF das UTE e UEE – As usinas térmicas tem sua GF limitada pela disponibilidade máxima de geração contínua (Dmax_t), que é calculada pela Equação 8.

$$\mathbf{Dmax}_t = \mathbf{Pot}_{ef} \times \mathbf{FC}_{max} \times (\mathbf{1} - \mathbf{TEIF}) \times (\mathbf{1} - \mathbf{IP}) \quad (8)$$

Onde,

Pot_{ef} = potência efetiva da usina

FC_{max} = fator de capacidade máximo da usina

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada

IP = indisponibilidade programada

A oferta de uma termelétrica deve estar dentro dos limites de sua disponibilidade, sendo que o seu excedente deve ser realocado entre as demais usinas térmicas de mesma configuração, seguindo a proporcionalidade de suas ofertas originais (BRASIL, 2008).

Como nos agentes hidráulicos, os agentes térmicos têm suas GFs estabelecidas na saída do geradores, onde não é preciso abater os valores de consumo interno para geração e as conseqüentes perdas na rede (BRASIL, 2008).

Para as usinas que tem Custo Variável Unitário (CVU) nulo e têm inflexibilidade igual à disponibilidade declarada, ou seja, aquelas usinas que

têm seus custos variando de acordo com o combustível e suas disponibilidades estão diretamente ligadas a recursos para produção que não pode ser controlados, por exemplo termelétricas movidas a biomassa e as usinas eólicas, suas GFs são estabelecidas a partir da máxima quantidade de energia que a mesma pode vender ao SIN, já com os descontos de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão com a rede, ou seja, até a subestação de interligação com o sistema (BRASIL, 2008).

a) Determinação das GFs das UTEs (Usinas Termelétricas) inflexíveis ou com CVU nulo - devem-se observar algumas premissas básicas tais como: a geração ser totalmente inflexível, o CVU ser igual a zero, se a disponibilidade de energia para o SIN está em MW médios, ou seja, são valores calculados por médias, sendo iguais ou menores que os obtidos pela Equação 8 e deve-se informar toda a capacidade instalada (BRASIL, 2008).

As inflexibilidades mensais da usina devem ser iguais a sua disponibilidade mensal e suas GF pode ser calculada pela Equação 9 (BRASIL, 2008).

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} Disp_m}{12} \quad (9)$$

Onde,

GF = garantia física da usina;

Disp_m = disponibilidade mensal da usina declarada pelo agente gerador.

b) Determinação das GF das Eólicas – devido a falta de precisão com as séries de dados de velocidade de vento, pressão de ar e temperatura ambiente, a simulação estocástica deste tipo de geração fica prejudicada, para períodos inferiores a 3 anos, e impede a simulação em conjunto ao sistema interligado hidrotérmico nacional, pelo Modelo NEWAVE. Com isso a GF destes empreendimentos devem ser calculados pela Equação 10 (BRASIL, 2008).

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (10)$$

Onde,

E_m = compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “m” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica .

É importante ressaltar que as medições de produção efetiva são estabelecidas pela CCEE e o não cumprimento dos valores contratados e informados pelos Agentes de Geração, pode levar a penalidades estabelecidas pela ANEEL (BRASIL, 2008).

3.7. DISCUSSÕES SOBRE O ASSUNTO

A metodologia dos cálculos é baseada em uma perspectiva de geração admitido para cada usina ou grupo de usinas vencedoras de um leilão, podendo haver um descasamento que causa limitações na GF. Um dos principais problemas advindos deste descasamento está relacionado ao lastro comercial, percebido como a quantidade de energia vendida no contrato, que é uma perspectiva de geração e a energia que é efetivamente gerada pelas usinas chamada de lastro físico (Castro, 2009).

Há três motivos para que o lastro comercial não se iguale ao lastro físico, sendo eles:

- 1) O GF do sistema é bastante sensível a qualquer alteração nos critérios de segurança e nos parâmetros de otimização de despacho;
- 2) Contratação de projetos que de fato não atingem a GF que lhe foi estabelecido e conseqüentemente não atendem a capacidade de atendimento de carga;
- 3) O preço dos combustíveis é baseado nos preços internacionais e estão sujeitos a taxa de cambio, que é bastante variável, o que influencia diretamente a otimização do despacho das hidrotérmicas (Castro, 2009).

Ao se calcular a GF deve-se atentar às disponibilidades das usinas do SIN, dado que é de extrema importância. Essa operação é controlada pelo ONS, retirando dos agentes o controle direto dos seus empreendimentos, e visa atender a demanda e reduzir os custos totais de operação do sistema. Permitindo que o risco máximo de déficit que um agente pode correr é de 5% ao ano, prevendo as indisponibilidades programadas das usinas (CCEE, 2013).

De modo geral, a ONS visa minimizar os custos, com o chamado “despacho ótimo”, onde as decisões tomadas atualmente impactam de forma direta nas decisões futuras, ou seja, a energia gerada pela fonte térmica hoje, permite que haja uma economia de água nos reservatórios e conseqüentemente aumento no volume de energia hídrica para o futuro. Assim, diminui a necessidade do despacho realizado por térmicas em períodos de seca, que são onerosos nesse período, e permite ao sistema um menor risco de desabastecimento (Castro, 2009).

Dentro de uma usina há vários fatores que podem variar ao longo do tempo, o que traz a necessidade de uma revisão do cálculo da GF (Decreto Nº 2.655/1998). Dessa forma, cada usina tem um valor de GF que deve ser revisto a cada 5 anos, quando houver uma solicitação do agente proprietário e/ou quando ocorrer fatos, comprovadamente, relevantes, tais como a comprovação do não atendimento da GF pelo empreendimento. Para usinas integrantes do MRE a GF poderá reduzir-se em 5% do valor vigente da última revisão e 10% do valor originalmente vendido por contrato.

Com a crescente evolução tecnológica a demanda por energia elétrica cresceu exponencialmente, o que evidencia a necessidade de atenção dos valores de GF, pois a GF do SIN deve estar ligada diretamente com o aumento do consumo, para evitar o desabastecimento do mercado. À medida que a demanda aumenta, deve-se incorporar o número de usinas e deve haver uma modernização dos geradores já em funcionamento, conseqüentemente a GF do SIN deve crescer similarmente (CCEE, 2013).

Com o incentivo ao desenvolvimento há um aumento da dependência de energia elétrica, o que leva a uma necessidade de se rever a garantia de suprimento do SIN, permitindo que ocorra um aumento da oferta de energia que cubra a demanda solicitada (BRASIL, 2008).

4. ESTUDO DE CASO

O Sol pode ser entendido como uma matéria prima bastante diversificada para a geração de energia, dado que a mesma influência diretamente na geração Eólica e Fotovoltaica. Além da energia extraída através dos painéis fotovoltaicos, os ventos são provenientes do aquecimento não uniforme da superfície da Terra pelo Sol, devido à orientação que os raios solares atingem a superfície terrestre, o que podem ser influenciado também pela altura, rugosidade, obstáculos e o relevo da região aonde se encontram (Dutra, 2008).

De modo geral, regiões que recebe raios perpendiculares são mais aquecidas que as regiões polares e podem ser conhecidas pelo clima tropical e essa diferença de temperaturas do ar gera um fluxo. Esse fluxo de ar acontece, pois o ar quente das baixas altitudes tende a subir, por ser menos denso e o ar frio e úmido das regiões polares tende a descer, o que determina a formação dos ventos (Dutra, 2008).

Para a análise de uma região, sob o ponto de vista de geração de energia, fazem-se necessários estudos tanto da região aonde se pretende inserir o empreendimento quanto dos recursos disponíveis na mesma. Por isso após determinado o local a ser estudado, são realizadas medições da disponibilidade de matéria prima ser utilizada para geração e é aplicação de técnicas de análises de potenciais para cada fonte, eólica e solar.

4.1. LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA REGIÃO DE ESTUDO

A região escolhida para análise do potencial eólico fica no município de São João do Cariri na Paraíba (latitude: 07°22'54" S (-07,3817) e longitude: 36°31'38" O (-36,5272)), enquanto o local de análise do potencial solar fica no

município de Petrolina, Pernambuco (latitude: 09°04'08" S (-9,0689) e longitude: 40°19'11" O (-40,3197)), os dois localizado na região Nordeste do Brasil e no chamado semiárido brasileiro, onde o período de análise para a fonte eólica foi de 01/01/2008 a 31/12/2008 e para a solar foi de 01/01/10 a 31/12/10.

O clima tem uma variação de temperatura entre 24°C e 28°C, onde o mês mais quente é o de Novembro e o mais frio o de Julho. A região também é caracterizada pela escassez e irregularidade do regime pluviométrico e uma altitude de 718 para o município de São João do Cariri e de 387 m em Petrolina, em relação ao nível do mar.

4.2. BASE DE DADOS

Os dados utilizados para elaboração dos cálculos foram retirados da Base de dados do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (Base de Dados SONDA), disponível no site: <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>. Esta rede de dados foi lançada a partir de um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), com a intenção de fazer um levantamento e um armazenamento de dados de recursos de energia solar e eólica no Brasil.

Os dados retirados da base de dados SONDA contem números originais e por isso precisam de uma validação, por se tratar de dados crus, medidos em campo por equipamentos automáticos, estando sujeito à interferências de raios, relâmpagos, animais e mau funcionamento dos equipamentos. O procedimento de validação dos dados pode ser realizado através de uma estratégia de controle de qualidade de dados adotada pela BSRN (Baseline Surface Radiation Network), mesmo se tratando de um procedimento aplicado a radiação solar, essa estratégia foi usada para os dados meteorológicos e anemométricos a partir dos critérios de análise estabelecidos pela Webmet.com. Vale resaltar que o processo de validação não corrige os dados errados, apenas indica quais estão incorretos, ficando a critério do usuário a utilização ou não do dado suspeito.

A própria base de dados SONDA disponibiliza um gráfico onde é possível visualizar os percentuais de aprovação em cada etapa de medição, esses gráficos foram utilizadas no Trabalho para observância do percentual de falhas existentes nas medições e posterior utilização no cálculo das incertezas.

4.3. FONTE EÓLICA

4.3.1. Camada Limite Superficial

A Camada Limite Atmosférica (CLA) é a região que ocorre a interação entre a superfície e a atmosfera esta zona se encontra entre 100 e 3000 m e dentro desta camada se encontra a Camada Limite Superficial (CLS) compreendida entre 100 e 120 m de altura, onde ocorrem bruscas variações de temperatura, umidade e de velocidade, devido à variação de altura e de viscosidade do ar, essas variações são importantes para estudos de potencial eólico (Linard, 2010).

Para uma análise de implantação de um parque em uma dada região, faz-se necessário um estudo sobre o regime de ventos e das turbulências atmosféricas. Para isso são feitas medições médias a cada 10 minutos, a partir de torres anemométricas na região. Essas torres de medições, normalmente, são instaladas entre 10 a 30 metros de altura servindo como nível de referência para a extrapolação e cálculo do potencial (Camelo, 2009).

Vale ressaltar que ventos na CLS possuem um perfil vertical aproximadamente logarítmico (Figura 11) e o escoamento se dá através de perfis de velocidades médias do vento, podendo ser descritos através de duas leis, a lei logarítmica e a lei de potência (Linard, 2010).

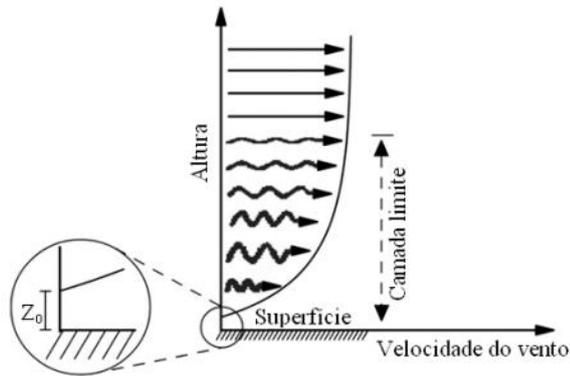


Figura 6 - Perfil vertical da velocidade do vento. O comprimento da rugosidade (z_0) é a altura onde a velocidade é nula.

Fonte: Linard, 2010.

O escoamento descrito pela lei logarítmica, conforme a Equação 11 advém da união entre as análises teóricas e empíricas dos perfis de vento. A Equação descreve a variação de velocidade média v com a altura z , sendo ela aplicável para situações próximas ao solo, ou seja, uma altura de até aproximadamente 100 m acima de uma superfície rugosa (Linard, 2010).

$$v(z) = \frac{v^*}{k} \ln \frac{z}{z_0} \quad (11)$$

Onde,

$V(Z)$ – Velocidade na altura z

v^* - velocidade de atrito (m/s)

k – constante de Von Karman (usualmente adotado 0,40)

z – altura desejada

z_0 – comprimento de rugosidade aerodinâmica (m) é um atributo característico do tipo de terreno e é estimado a partir dos perfis verticais do vento sendo o ponto-altura onde o vento tem velocidade nula, assumindo que o vento pode se comportar logaritmicamente com a mudança de temperatura. Vale ressaltar que pequenas alterações no solo pode afetar de forma direta z_0 , alterando conseqüentemente a velocidade do vento e o potencial de geração, vide Tabela 01 (Linard, 2010).

Tabela 1 - Classificação da Rugosidade da Superfície de alguns tipos de Terrenos.

Fonte: Linard, 2010.

Parâmetro z_0	Local
10^{-4} m	Regiões litorâneas
10^{-3} m	Regiões com muitas árvores e poucas construções
0,001 m	Superfície lisa (areia, neve e água)
0,2 m	Árvores e arbustos
0,5 m	Áreas residenciais

Por se tratar de uma representação estimativa média da rugosidade, a Equação 01 é um tanto quanto limitada, pois à medida que a vegetação e o relevo se modificam o parâmetro de rugosidade se altera (Petry, 2007).

O outro modelo de análise do comportamento do vento na camada limite atmosférica é o modelo exponencial (ou lei de potência) (Equação 12), que tem bom ajuste para a Camada Limite Superior, sendo mais bem utilizada em casos de turbinas de grande porte (Petry, 2007).

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (12)$$

Onde, v é a velocidade do vento na altura H , v_0 é a velocidade na altura de referência H_0 (geralmente a 10m) e α é o coeficiente de atrito, que é uma função do terreno, Tabela 02 (Petry, 2007).

Tabela 2 - Coeficiente de atrito para vários tipos de terrenos.

Fonte: Petry, 2007.

Características do terreno	Coeficiente de atrito (α)
Calma superfície aquática ou solo suave	0,10
Gramma alta ao nível do solo	0,15
Arbusto e cercas	0,20
Áreas rurais com muitas árvores	0,25
Pequenas cidades com árvores e arbustos	0,30
Grandes cidades com prédios elevados	0,40

Locais onde as superfícies são mais planas, os valores de α são menores, sendo mais indicados para implantação de turbinas eólicas. Após inúmeros estudos na área, percebeu-se que o expoente α pode ser entendido como uma função do comprimento de rugosidade e sofre influências de acordo

com as estações do ano, temperatura, velocidade do vento, altura, natureza do vento e hora do dia (Petry, 2007).

Por se tratar de um método empírico, existem duas formas de se calcular α , correlacionando tanto como uma função da velocidade e altura, a partir de um Z_{ref} , Equação 13, quanto dependente da rugosidade da superfície Z_0 , Equação 14 (Petry, 2007).

$$\alpha = \frac{[0,337 - 0,088 \ln(U_{ref})]}{1 - 0,88 \ln\left(\frac{Z_{ref}}{10}\right)} \quad (13)$$

$$\alpha = 0,096 \log_{10} Z_0 + 0,016 (\log_{10} Z_0)^2 + 0,2 \quad (14)$$

Atualmente, o modelo exponencial (Equação 13) é bastante usado nos EUA, mas devido ao seu grau de incertezas na Europa tem se usado mais o modelo logarítmico. Correlacionando os dois modelos e assumindo H (altura de referencia) igual a 10m e Z_0 (comprimento de rugosidade) igual a 0,01, chegamos a um valor para α igual a 0,144, valor esse padrão chamado de expoente de cisalhamento do vento (Petry, 2007).

Alguns programas para análises do potencial eólico adotam um algoritmo em sua composição, para o cálculo de seus parâmetros, tendo como base duas ou mais medições feitas em anemômetros instalados na mesma torre de medição em alturas diferentes. Por exemplo, Programa ALWIN, que constrói um perfil da camada limite a partir da comparação dos dados de diferentes alturas (Petry, 2007).

4.3.2. Avaliação do Potencial Eólico

4.3.2.1. Velocidade Média

Para uma análise técnica sobre as condições de vento de uma região, é preciso realizar após as medições o cálculo de velocidade média mensal e anual, seguindo a Equação 15 (Petry, 2007).

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_0^t v dt \quad (15)$$

4.3.2.2. Histograma

Entende-se por histograma um tipo de representação gráfica da função probabilidade ou da função densidade de probabilidade de um conjunto de dados, sendo ele normalmente representado em forma de barras verticais justapostas, onde a base de cada barra compreende o intervalo de classe na qual está inserida e a altura corresponde a sua respectiva frequência. Este recurso se torna importante em uma análise de dados pois é um indicador da distribuição dos dados (Pérez, 2010).

4.3.2.3. Distribuição de Weibull

Ao se analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema eólico é preciso conhecer as características do vento da região. Dado a quantidade de dados necessários para esta modelagem, faz-se necessário o uso de modelagens probabilísticas com a finalidade de se modelar as curvas de frequência de velocidade e suas médias, aplicando uma distribuição de velocidades no tempo e no espaço. Um dos métodos mais utilizados ultimamente é a Distribuição de Weibull que é biparamétrica e permite uma análise mais compacta dos dados (Silva, 1999).

Método proposto em 1954 por W. Weibull onde era usado para medir o tempo de vida e de falhas de materiais no meio industrial. Sua popularidade se deu pela sua grande variedade de formas em aplicações práticas, sempre com um taxa de falha monótona, sendo ela crescente, decrescente ou constante e por ser um tanto quanto precisa na descrição das circunstâncias (Portal Action).

A Distribuição de Weibull (Equação 16) é uma função de probabilidade contínua e se aproxima da distribuição representada em histogramas de velocidades, onde um dos parâmetros estatísticos levando em consideração é o desvio padrão dos dados usados no cálculo (Silva, 1999).

$$g(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (16)$$

Os Parâmetros de cálculo de Weibull:

“c” - parâmetro ou fator de escala, que está diretamente ligado a velocidade média e é um indicativo de qualificação dos dados de velocidade.

“k” - parâmetro ou fator de forma da distribuição dos ventos, sendo ele adimensional relacionado ao desvio padrão e é um indicativo de uniformidade da distribuição dos valores da velocidade.

4.3.2.4. Rosa dos Ventos

Mecanismo utilizado para análise da distribuição da velocidade do vento e a frequência de variação relativa das direções do vento, sendo ele específico para cada região por ser entendido como um sinal meteorológico (Machado, 2008).

A rosa dos ventos é dividida em 12 ou 16 setores e em cunhas. O raio da cunha mais externa mostra o percentual de tempo em que o vento sopra para aquela direção, a segunda cunha explicita a mesma informação sendo ela multiplicada pela média das velocidades em particular para cada direção, ou seja, a segunda cunha apresenta o aporte setorial na velocidade média do vento no local, enquanto a cunha mais interna proporciona a mesma informação da primeira sendo ela multiplicada pelo cubo da velocidade do vento no local estudado (Machado, 2008).

Vale ressaltar que a Energia proveniente dos ventos varia com o cubo da velocidade deste mesmo vento, como será explorado mais a frente, neste trabalho, evidenciando que a terceira cunha (cunha mais interna) é aquela que explicita o local com maior potência para impulsionar os aerogeradores (Machado, 2008).

A importância desse mecanismo se dá pelo fato da necessidade de situar corretamente os aerogeradores, de modo a otimizar o aproveitamento do recurso disponível, ou seja, se grande parte do vento vem em uma direção em particular, direcionar os aerogeradores para esta direção potencializa a

conversão de energia do maquinário, minimizando problemas com eventuais obstáculos (Machado, 2008).

4.3.2.5. Extrapolar a Elevação (Altura) do Rotor da Turbina

Como as medições anemométricas realizadas são feitas a alturas menores que aquelas em que se empregam as turbinas, devem ser feitas extrapolações para as alturas das máquinas a serem usadas. Nestas extrapolações é considerada a rugosidade do local, a presença ou não de obstáculos, a orografia do local e o perfil de velocidade da camada limite atmosférica (Petry, 2007).

A potência média de saída é dada após a extrapolação dos valores de velocidade, onde são calculadas as médias de frequências das Classes de velocidade do vento que será multiplicada pelos valores correspondentes de potência do conversor de energia (Petry, 2007).

4.3.3. Potência de um Sistema Eólico

4.3.3.1. Potência

Entende-se por potência como a capacidade de geração de um determinado sistema, demonstrado pela Equação 17 (Petry, 2007).

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} \quad (17)$$

Onde, ΔE é o trabalho ou energia gerada e Δt é o intervalo de tempo em que o vento passa pelas pás do aerogerador. Podendo ser reescrita conforme a Equação 18 (Petry, 2007).

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (18)$$

Em um sistema eólico, a turbina retira a energia cinética do vento por meio das suas pás, através da redução de velocidade do vento v_1 para v_2 , conforme Figura 06, sendo esta diferença de velocidade a energia cinética extraída (Petry, 2007).

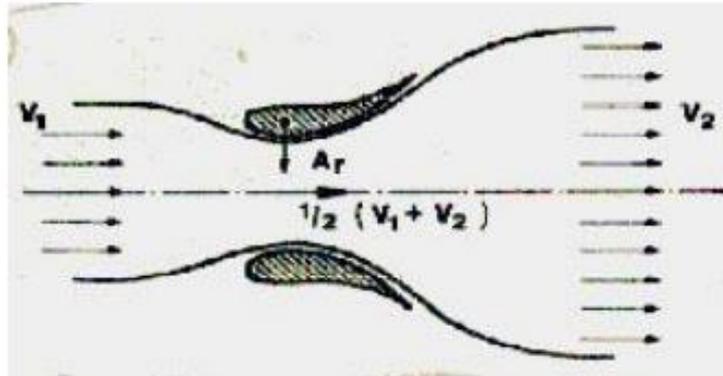


Figura 7 - Fluxo de vento através de uma turbina eólica.

Fonte: Petry, 2007.

A área varrida pelas pás é de crucial importância para determinação desta energia entregue pelas turbinas, levando a Equação 19 (Petry, 2007).

$$P = \frac{\rho}{2} * C_p * \eta * A * v_1^3 \quad (19)$$

Onde:

P – Potência do vento [kW];

ρ – Massa específica do ar [kg/m^3] ou densidade do ar (normalmente $\rho = 1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$);

C_p – Coeficiente de potência ou de performance, diretamente relacionado com a energia que sai do rotor, sendo um modelo que correlaciona a velocidade do rotor e a velocidade do vento;

η – eficiência eletromecânica;

A – área da seção transversal do rotor;

v_1 – velocidade não perturbada frontal ao rotor.

A potência entregue pelo rotor de área A pode ser expressa pela Equação 20 (Petry, 2007).

$$P_o = \frac{2\pi \cdot T_o \cdot N_o}{60} \quad (20)$$

Onde, T_o é o torque do rotor e N_o é o nº de rotações por minuto.

O rotor entrega as linhas de transmissão esta potência P_o , no caso de sistemas que não possuem sistema de transmissão P_o é entregue diretamente ao gerador.

4.3.4. Energia Gerada

O cálculo da energia a ser gerada nos aerogeradores é dado pela Equação 21 (Petry, 2007).

$$E = P \cdot FC \cdot Cf \cdot \Delta t \quad (21)$$

Onde:

P – Potencia da Maquina;

FC – Fator de capacidade;

Δt - Intervalo de tempo de funcionamento;

Cf – coeficiente de eficiência da instalação, algumas pessoas que atuam no mercado e estudos realizados, trazendo números para as perdas totais na ordem de: 5% a 10%, sendo que 3% para indisponibilidades técnicas e 5% para “sombras de vento” atrás das turbinas eólicas.

Outro método bastante utilizado para o cálculo de Energia é a multiplicação da Potencia do Vento pelo intervalo de tempo que a máquina permanece em operação.

A energia gerada trabalha em uma faixa de operação, dado que valores abaixo desta faixa não são suficientes para girar a turbina e valores acima podem trazer riscos de segurança tanto para o sistema quanto para o maquinário utilizado.

4.3.4.1. Fator de Capacidade

Um dos índices usados no cálculo da energia gerada é o Fator de Capacidade, que expressa às horas em que o sistema opera em potência plena, ou seja, o fator que exprime a qualidade do projeto, tendo relação direta com o potencial eólico e a eficiência da turbina a ser usada. Um mesmo projeto pode ter fatores de capacidade diferentes de acordo com o arranjo do maquinário e as perdas elétricas até a rede de transmissão (Petry, 2007).

Um exemplo, um Parque Eólico de 10 MW com FC de 0,3 (30%) trabalha 2628 horas durante o ano na potência nominal de 10 MW ($8760 \text{ h/ano} \times 0,3 = 2628 \text{ h}$).

4.3.4.2. Coeficiente de Potência

O Coeficiente de Potência pode ser confundido com o fator de capacidade, mas enquanto o fator de capacidade determina a eficiência do projeto como um todo, o Coeficiente de Potência está ligado à eficiência da turbina eólica, sendo ele uma razão entre a potência nominal da turbina e a potência advinda da energia cinética do vento, sendo calculado através do cubo da velocidade do vento, a densidade do ar e a área do aerogerador (Petry, 2007).

A partir de alguns estudos, chegou-se a um valor máximo teórico para o CP, sendo ele de 0,593 ou 59,3% de energia extraída do ar através da turbina eólica, na prática os valores de CP estão abaixo de 0,5, dado que as perdas aerodinâmicas e de rugosidade do terreno são incluídas neste cálculo (Molly, 1990).

4.3.5. Curva de Potência dos Aerogeradores

A curva de Potência de um aerogerador é determinada pelo fabricante do mesmo, sendo um gráfico que determina a potência gerada pelo aerogerador em relação às velocidades do vento. Este gráfico pode variar de acordo com as condições atmosféricas, condições do local e o tipo de projeto a

ser empregado (Potência nominal, diâmetro do rotor e a altura do eixo do aerogerador) (Petry, 2007).

4.4. FONTE FOTOVOLTAICA

Para o cálculo do potencial fotovoltaico de uma determinada região é preciso conhecer os índices de incidência de radiação solar (kWh/m^2) média anual e média diária mínima, vale salientar que para uma maior segurança de abastecimento e um melhor dimensionamento de um sistema devem ser considerados nos cálculos os menores índices de radiação durante o ano.

Alem disso, para a montagem de um sistema fotovoltaico deve-se ter alguns dados de orientação e angulação das superfícies aonde serão instaladas as placas, buscando um melhor aproveitamento da área e dos raios incidentes, a fim de obter uma maior viabilidade na geração de energia. A partir dos dados meteorológicos da Base de Dados SONDA foi feito o dimensionamento de um projeto, onde são observados os valores de inclinação, direção e radiação Média Mensal, temperatura, umidade, radiação global horizontal, inclinada, difusa inclinada e difusa direta no ano ou no mês, levando ao melhor angulo de inclinação dos painéis para a região (Freire, 2013).

4.4.1. Irradiância Solar Direta, Difusa e Global

Entende-se por irradiância solar a densidade de potência, geralmente expressa por W/m^2 ou kW/m^2 , enquanto a irradiação solar é a densidade de energia, expressa em $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ ou $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$ (Freire, 2013).

Os raios solares que chegam a Terra podem ter diversas direções, conforme Figura 03, devido às interferências sofridas pelo mesmo no percurso até atingir a superfície terrestre, para aqueles raios que chega diretamente a superfície são chamados de radiação direta, para aqueles que sofreram interferências como a difusão na camada atmosférica e atingem a superfície da Terra com diferentes direções, é chamado de irradiância solar difusa. A irradiância solar global é a energia total advinda do sol, sendo a soma das

irradiações diretas e difusas. Enquanto a irradiação inclinada global pode ser entendida como a energia em uma superfície inclinada. Ao inclinar a superfície na mesma angulação da radiação direta obtêm-se a irradiância direta máxima (Freire, 2013).

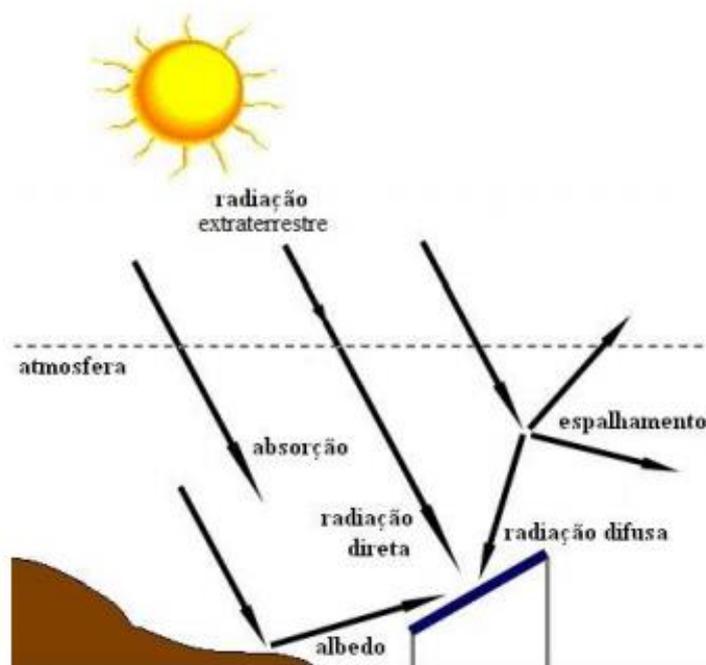


Figura 8 - Componentes da Radiação Solar.
Fonte: Pinho, 2014.

Num dia aberto, completamente sem nuvens, pelo menos 20% da radiação que chega a superfície terrestre é difusa, enquanto em um dia completamente nublado 100% da radiação é difusa. Para situações onde o plano está inclinado em relação à superfície pode haver interferências do ambiente (como o solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.), o coeficiente desta reflexão é chamado de Albedo, podendo variar conforme a Tabela 03 (Pinho, 2014).

Tabela 3 - Valores Típicos de Albedo para diferentes tipos de superfície.
Fonte: Pinho, 2014.

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Grama Seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto Novo (sem ação de	0,55

Intempéries)	
Concreto (em construções urbanas)	0,20
Neve Fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

4.4.2. Posicionamento dos Painéis Solares

Para que um sistema fotovoltaico possa ter uma geração próxima ao ótimo, os painéis devem ser posicionados de modo a captarem a maior incidência de raios solares, ou seja, cada local possui uma direção e uma angulação de maior eficiência. Vários autores trazem informações sobre qual seria a melhor latitude e longitude para inserção dos painéis, mas de modo geral a orientação ideal estaria ligada ao Sul e ao norte verdadeiros (não aos magnéticos) enquanto o direcionamento estaria alinhando para o equador com uma inclinação entre 10 e 15° maior que a latitude local. Isso se deve às variações de disponibilidade de irradiação existentes em cada estação do ano, devido à inclinação e o movimento da Terra (Freire, 2013).

Uma tecnologia que vem sendo bastante difundida no mercado é o rastreador ou tracker, que acompanha o posicionamento do sol, sempre buscando uma melhor angulação e uma maior produção de energia.

4.4.3. Geometria Sol-Terra

A Terra realiza dois movimentos, um em torno dela mesmo e outro em torno do sol, com trajetória elíptica, seu eixo tem uma inclinação de 23,45° em relação ao plano normal à elipse. Dado essa inclinação diferenciada ao longo do ano e seu movimento de translação, percebe-se que em determinadas estações o sol está mais alto e com maior insolação que em outras (Pinho, 2014).

Considerando o Norte com valores positivos e o Sul valores negativos em relação ao Equador, pode-se calcular a declinação solar para um

determinado dia em uma localidade da Terra através da Equação 22 (Pinho, 2014).

$$\sin(\delta) = -\sin(23,45) \cos\left[\left(\frac{360}{365,25}\right) (n + 10)\right] \quad (22)$$

Onde, n representa o dia juliano, contando de 1 a 365 a partir de 1 de Janeiro e δ a declinação, que varia de acordo com o movimento de translação da Terra, entre $-23,45^\circ$ a $+23,5^\circ$ (Pinho, 2014).

4.4.3.1. Ângulos da Geometria Solar

Devido ao posicionamento da Terra frente ao sol, os raios por ele emitidos podem ser vistos na Figura 07 (Pinho, 2014).

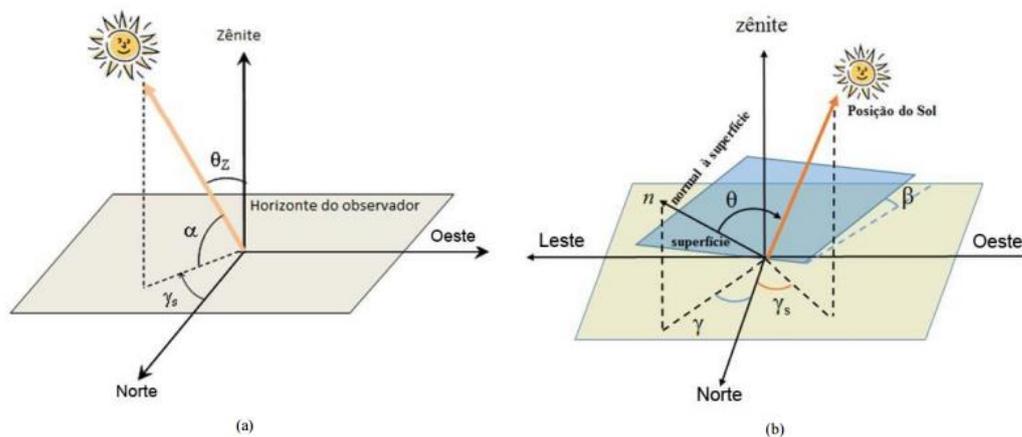


Figura 9 - (a) Ilustração dos ângulos, representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ilustração da Orientação de uma Superfície inclinada em relação ao mesmo plano.

Fonte: Pinho, 2014.

Onde,

θ_z é o Ângulo Zenital, formado entre a vertical local (Zênite) e os raios solares;
 α é a altura ou Elevação Solar, formado entre a projeção do raio no plano horizontal e o próprio raio solar, sendo que $\theta_z + \alpha = 90^\circ$ (ângulos complementares);

γ_s é o Ângulo Azimutal do Sol, ou azimute solar, é formado entre a projeção horizontal do raio e a direção Norte-Sul;

γ é o Ângulo Azimutal da Superfície, formado entre a projeção normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;

β é a Inclinação da superfície de captação;

θ é o Ângulo de Incidência, formado entre os raios e a normal à superfície de captação.

ω é o Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular, estabelece o ângulo (Leste-Oeste) do meridiano do Sol em relação ao meridiano local, segundo a rotação da Terra, conforme Equação 23 (Pinho, 2014).

$$\omega = (H_s - 12) * 15^\circ \quad (23)$$

Onde H_s é a cada hora solar correspondente ao deslocamento de 15° , e são adotados valores positivos para o período da tarde e negativo para o da manhã (Pinho, 2014).

O ângulo azenital pode ser determinado segundo Equação 24 (Pinho, 2014).

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi \quad (24)$$

Em que ϕ é a latitude local.

Para situações onde há uma inclinação (β), o ângulo de incidência (θ) pode ser determinado pela Equação 25 (Pinho, 2014).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \cos \beta \cos \delta \cos \omega \cos \phi + \cos \beta \sin \delta \sin \phi + \sin \beta \sin \gamma \cos \delta \sin \omega \\ & + \sin \beta \cos \gamma \cos \delta \cos \omega \sin \phi - \sin \beta \cos \gamma \sin \delta \cos \phi \end{aligned} \quad (25)$$

Dispositivos de medição da irradiância solar direta trazem como base a Equação 26, onde conhecido a componente direta da irradiância incidente (G_d) é possível calcular a componente direta da irradiância em um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou em qualquer superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), conforme Figura 09 (Pinho, 2014).

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cos \theta}{G_d \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (26)$$

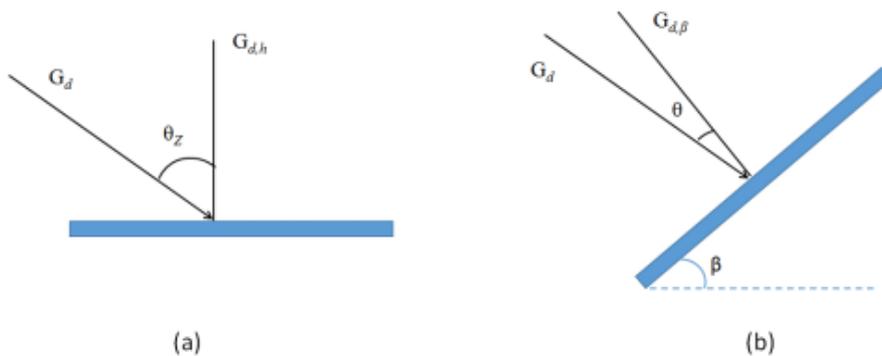


Figura 10 - (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada.

Fonte: Pinho, 2014.

4.4.4. Módulos Fotovoltaicos

Todos os Módulos Fotovoltaicos possui uma curva característica, assim como em sistemas eólicos, essas curvas são de extrema importância no dimensionamento de um Parque e são fornecidas pelo fabricante da placa, tendo como principal fonte de análises as características da Figura 10 (Miranda, 2014).

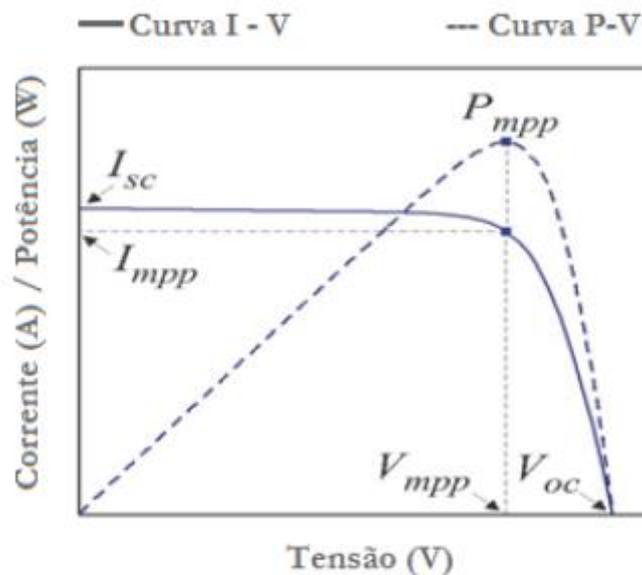


Figura 11 - Curva I x V Típica de um Módulo Fotovoltaico.

Fonte: Miranda, 2014.

De posse deste gráfico o projetista pode analisar a curva com base no ponto de máxima potência (MPP) para diferentes valores de incidência solar, o que permite a realização de arranjos em série, paralelo ou misto entre as placas fotovoltaicas para que as mesmas atinjam a potência respeitando o corrente e a tensão do sistema (Miranda, 2014).

Para arranjo em série, o conjunto de fileiras é chamado de string, o que ocasiona no aumento da tensão e de potencia, como visto na Figura 11. Para situações onde os arranjos são montados em paralelos ocorre o aumento de corrente e de potência, como na Figura 12.

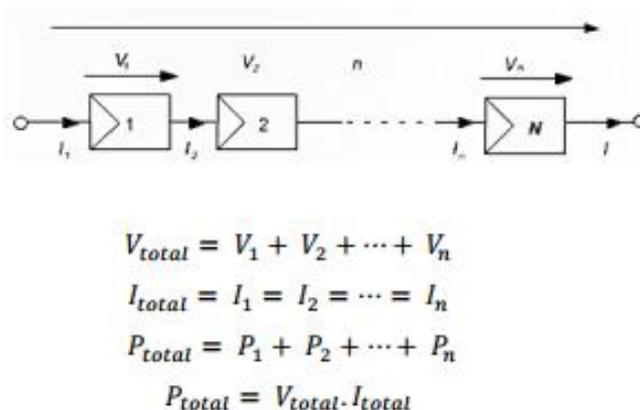


Figura 12 - Associação em Série.

Fonte: Miranda, 2014.

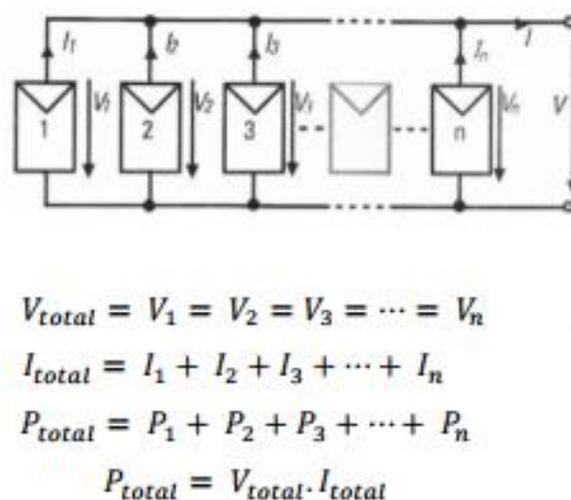


Figura 13 - Associação em Paralelo.

Fonte: Miranda, 2014.

Para situações onde as associações são ditas mistas, ocorre tanto o aumento de tensão como o de corrente e pode ser realizado conectando os strings em paralelo (Miranda, 2014).

4.4.5. Inversores

O inversor é um dos principais componentes num sistema fotovoltaico, dado ao fato de ser o responsável pela conversão da corrente de saída dos módulos de corrente contínua em corrente alternada com frequência senoidal de 60 ou 50 Hz. É ele também responsável por controlar a máxima potência de saída dos módulos fotovoltaicos, através de algoritmos que identificam o ponto (MPPT), observando suas condições de operação continuamente (temperatura, sombreamento, cobertura de nuvens e horas do dia) (Miranda, 2014).

Outra característica importante em um inversor é o sistema Anti-ilhamento, que está estabelecido por Norma Técnica. Este sistema é capaz de desligar imediatamente o fornecimento de energia quando ocorre uma perda de tensão na linha, de modo a evitar danos aos equipamentos alinhados, servindo como um sistema de proteção (Miranda, 2014).

4.4.6. Geração Fotovoltaica

Para o cálculo de geração fotovoltaica usa-se a Equação 27 (Miranda, 2014).

$$GT = \sum_{t=0}^n A I_o \eta \quad (27)$$

Onde,

I_o - Radiação Média diária do mês em questão (kWh/m² .dia);

η - eficiência do painel;

n – Número de dias no Mês;

A – área total de painéis fotovoltaicos.

Para o cálculo inserido as perdas tem-se a Equação 28 (Miranda, 2014).

$$GT = \sum_{t=0}^n A I_o \eta (1 - p) \quad (28)$$

Onde, p é a perda percentual do sistema.

4.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física se baseia não apenas nos estudos referentes ao potencial de uma região, mas também são usados os valores de Energia Anual Certificada, sendo que para as chamadas Produções Certificadas Anuais P50, P75 e P90 há probabilidade de 50%, 75% e 90% de chance, respectivamente, de ser igual ou exceder esse montante de energia estipulado (Brasil, 2015).

As Equações 29 e 30 são usadas no cálculo da GF tanto de usinas eólicas quanto solares, lembrando que para Sistemas solares o P90 é de caráter apenas informativo, sendo necessário apenas o P50, onde não há a necessidade de se aplicar as incertezas (Brasil, 2015):

$$GF = \frac{P90 * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (29)$$

$$P90 = P50 * (1 - (1,28155 * Incerteza Padrão)) \quad (30)$$

Onde,

P90 – Produção anual de energia certificada, MWh, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%;

TEIF – Taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP – Indisponibilidade programada;

ΔP – Estimativa anual de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão da usina;

8760 – Número de horas no ano.

P50 – Produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50%, para um período de 20 anos, em MWh/ano;

1,281555 – Variável padronizada da distribuição normal, considerando a probabilidade de ocorrência de 0,1;

Incerteza Padrão – Valor, em %, conforme constante da certificação

Para o cálculo do P50, são levados em conta apenas as condições meteorológicas locais, densidade do ar, degradação das pás e as perdas aerodinâmicas do próprio Parque e de interferências de parques vizinhos. Já para o P75 e P90 são aplicadas as incertezas advindas da incerteza de velocidades do vento, curva de potência da turbina, medições, perfis de velocidade, perdas elétricas, entre outras (Brasil, 2015).

5. RESULTADOS E ANÁLISES

5.1. EÓLICA

5.1.1. Análise dos Dados

5.1.1.1. Distribuição de Weibull

Os Fatores da Distribuição de Weibull são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Fatores da Distribuição de Weibull.

Fonte: Autor.

Mês	Fator de Escala	Fator de Forma
Janeiro	6,68	2,81
Fevereiro	6,13	2,50
Março	4,28	1,73
Abril	3,85	1,90
Mai	4,17	2,21
Junho	5,20	2,60
Julho	5,78	2,70
Agosto	5,92	2,94
Setembro	6,68	3,19
Outubro	7,60	3,67
Novembro	7,38	3,83
Dezembro	6,66	3,06
Média	5,86	2,76

A Tabela 4 apresenta os fatores de forma (k) e de escala (c), mês a mês e a média anual. Sendo que k estabelece a forma da curva de distribuição de Weibull, dando a ideia da regularidade do vento, sendo que quanto maior for

seu valor, maior será a regularidade dos ventos em termos de velocidade, mais estreita será a curva de distribuição. Já o c tem a mesma unidade de medida que a velocidade (m/s) e demonstra a característica da distribuição, dimensionando a velocidade e a qualificando.

Os Gráficos de 1 a 12 apresentam as curvas mensais de Permanência dos Ventos, sendo o eixo x o tempo de ocorrência em porcentagem (%) e o eixo y a velocidade em m/s.

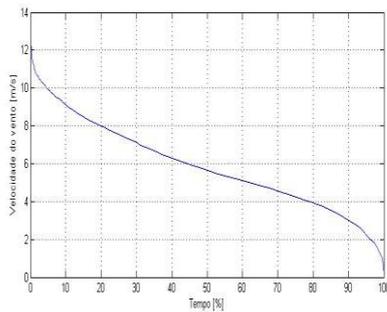


Gráfico 1 - Janeiro

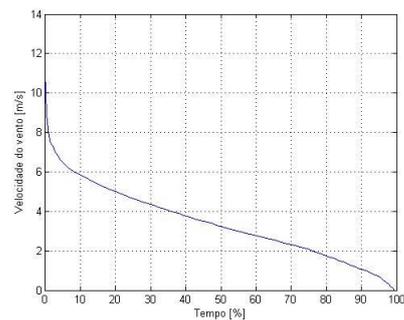


Gráfico 4 - Abril

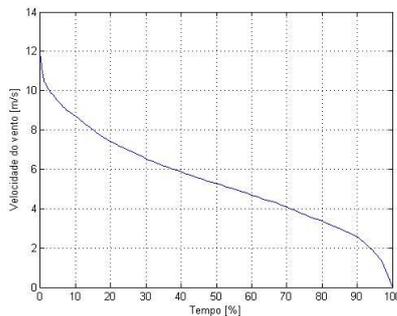


Gráfico 2 - Fevereiro

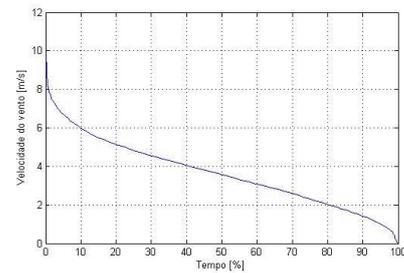


Gráfico 5 - Maio

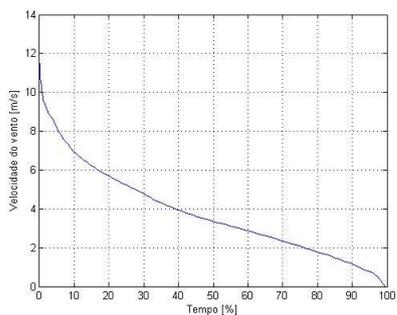


Gráfico 3 - Março

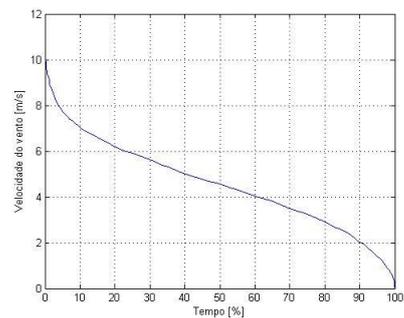


Gráfico 6 - Junho

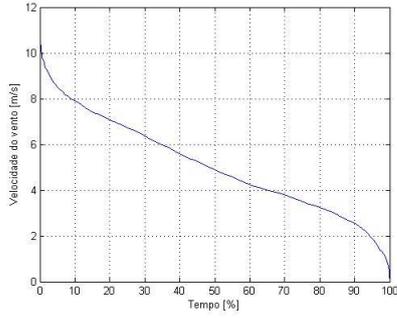


Gráfico 7 - Julho

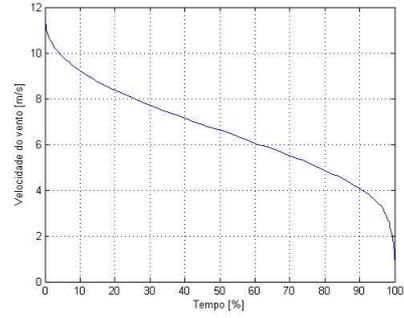


Gráfico 11 - Novembro

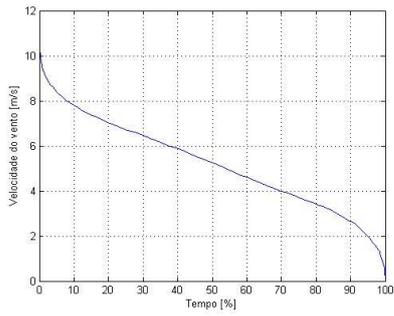


Gráfico 8 - Agosto

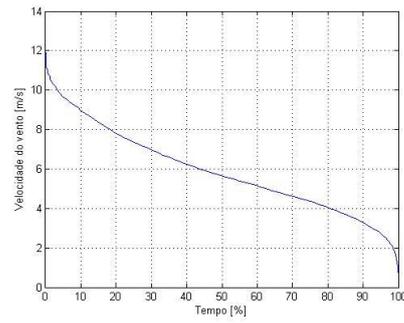


Gráfico 12 - Dezembro

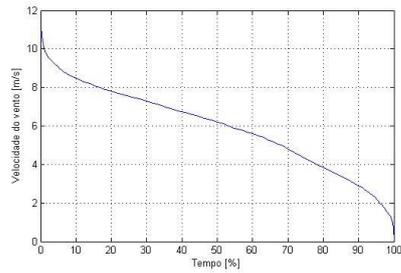


Gráfico 9 - Setembro

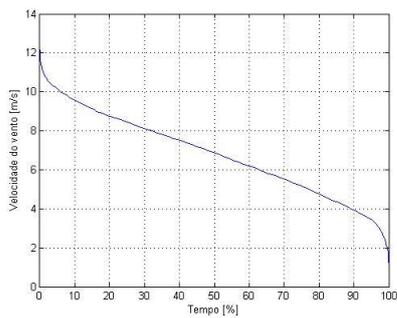


Gráfico 10 - Outubro

Os gráficos acima mostram a permanência dos ventos. Onde a permanência dos ventos na velocidade média de 7m/s é menor que 30% para os meses de Agosto, Setembro, Outubro, Novembro, Janeiro e Fevereiro. E menor que 10% para os meses de Abril, Março e Dezembro, menor que 20% para Junho e Julho. Na maior parte dos meses e do tempo (cerca de 80% ou 90%) a velocidade fica abaixo dos 4m/s, sendo os melhores meses entre Setembro e Novembro, com uma permanência de 80% do tempo acima dos 4m/s.

5.1.1.2. Histograma

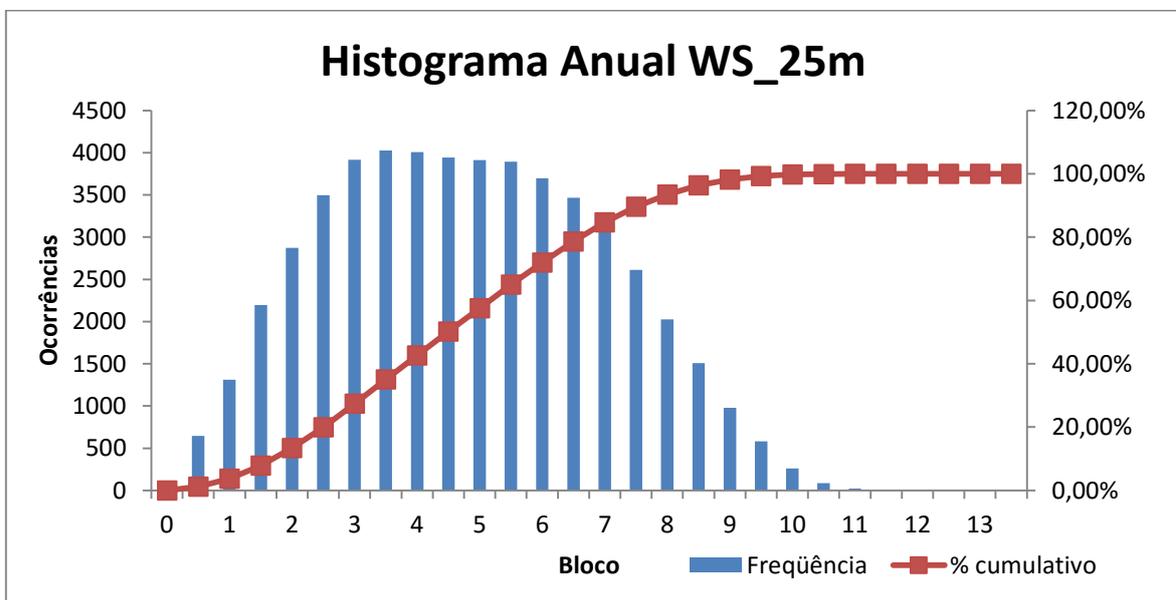


Gráfico 13 - Histograma Anual para a altura de 25 metros.

Fonte: Autor.

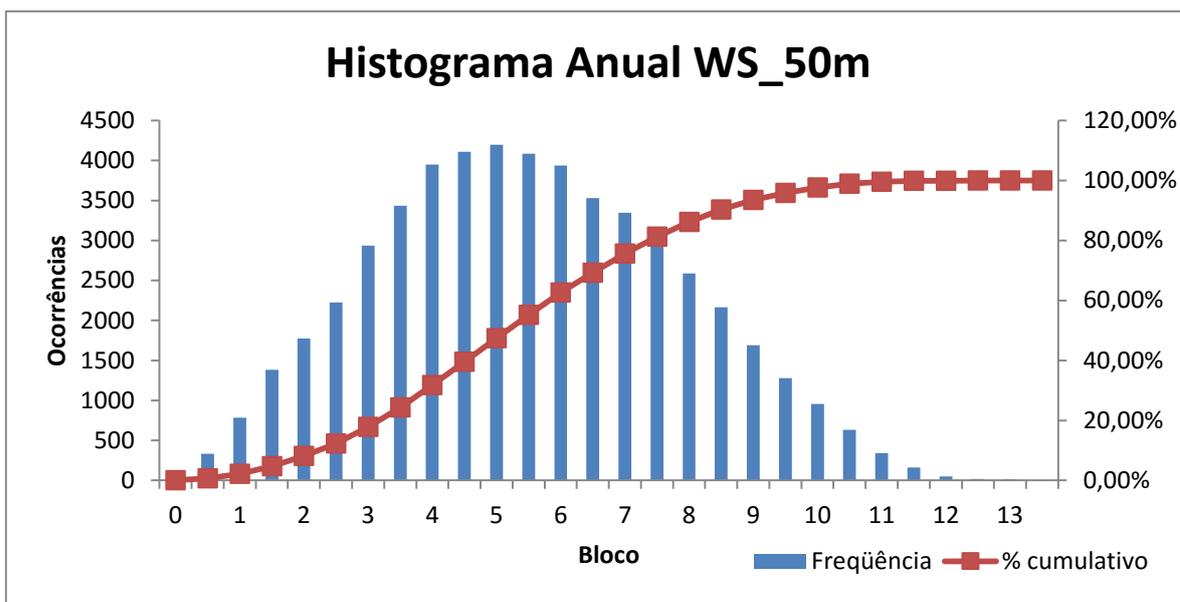


Gráfico 14 - Histograma Anual para a altura de 50 metros.

Fonte: Autor.

Com os Gráficos de Histograma a 25m e 50m permite uma análise de como é distribuído os ventos na região, onde é possível ver que a ocorrência de ventos é maior entre 3 e 7m/s para a altura de 25m e 4 e 8m/s para a altura de 50m, juntamente com o Gráfico cumulativo das velocidades, sendo que para a altura de 25m, 80% dos dados estão abaixo de 7m/s enquanto para 50m é menor que 8m/s.

5.1.1.3. Velocidade Média

A Tabela 5 apresenta os valores de velocidade média, calculadas a partir dos dados da base de dados SONDA para a região de São João do Cariri.

Tabela 5: Tabela de velocidades médias para as alturas de 25 e 50 metros.

Fonte: Autor.

	25m	50m
Janeiro	6,257	6,986
Fevereiro	3,265	7,910
Março	2,544	2,483
Abril	4,056	4,908
Maio	4,562	5,949
Junho	3,078	3,961
Julho	4,241	4,954
Agosto	4,159	5,102
Setembro	5,237	6,070

Outubro	7,367	8,473
Novembro	8,600	9,995
Dezembro	8,135	8,880
Média	5,125	6,306

Dado a variabilidade nas velocidades médias durante o ano, a média de velocidade anual tem um decaimento em relação aos melhores meses de vento do ano, sendo eles de Outubro a Dezembro.

5.1.1.4. Rosa dos Ventos

A rosa dos ventos da Figura 13 apresenta a direção dos ventos da região de São João do Cariri tendo como base a altura de referência de 50 metros.

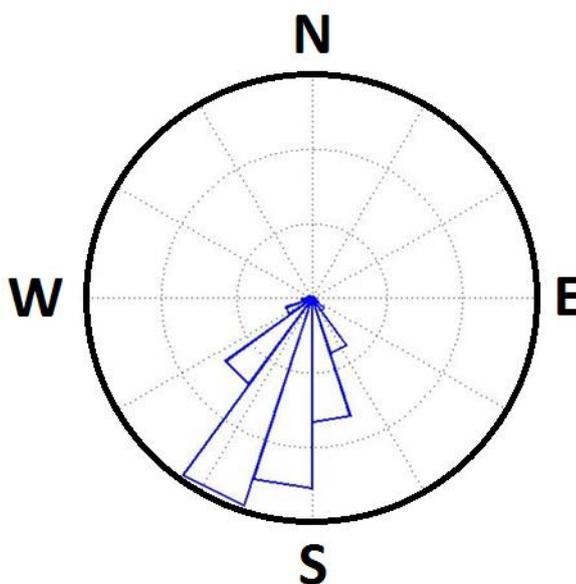


Figura 14 - Rosa dos Ventos com a altura de referência de 50m.
Fonte: Autor.

A partir da Figura 13 é possível observar que o rotor da turbina deve ser instalado no sentido sul sudoeste, pois é a direção onde se tem mais ocorrências de ventos e com as maiores intensidades. Vale ressaltar que a escolha correta da direção do aerogerador permite que o mesmo trabalhe com maior aproveitamento dos recursos disponíveis.

5.1.1.5. Extrapolação de Dados

A adequação dos dados realizada considerou a camada limite e a altura do rotor da turbina, que para os modelos mais usados no Brasil, variam de 80 a 120m. Para fins deste trabalho a extrapolação será realizada para uma altura de 120 metros, na Tabela 5, altura referente à altura do rotor da turbina. Para este cenário a Equação 12 referente ao modelo exponencial (Lei de Potência) é o mais adequado a ser utilizado na extrapolação, bem como a altura de referência de 50 metros. Utilizando um coeficiente de atrito de 0,20, considerando que a região aonde será instalado o parque tem um terreno de arbustos e cercas.

Tabela 6 - Tabela de extrapolação dos dados.

Fonte: Autor.

	50m	120m
Janeiro	6,986	8,323
Fevereiro	7,910	9,424
Março	2,483	2,958
Abril	4,908	5,847
Maiο	5,949	7,087
Junho	3,961	4,718
Julho	4,954	5,901
Agosto	5,102	6,078
Setembro	6,070	7,231
Outubro	8,473	10,094
Novembro	9,995	11,908
Dezembro	8,880	10,831
Média	6,306	7,521

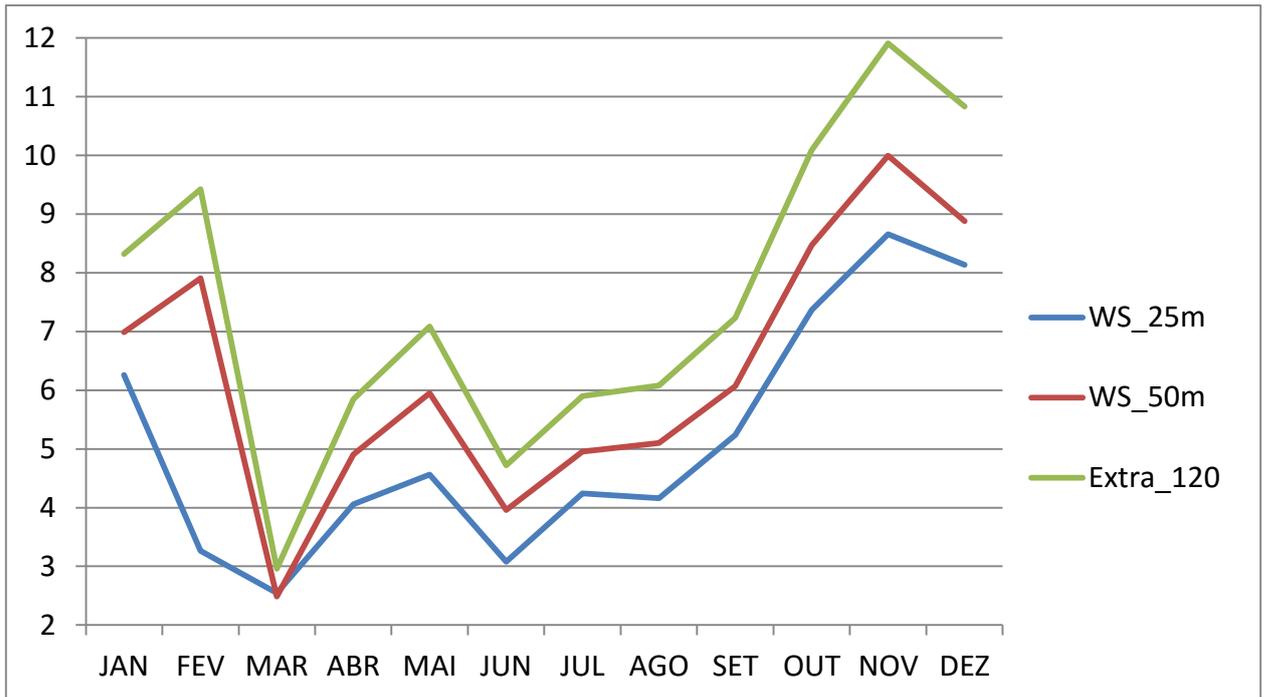


Gráfico 15 - Gráfico comparativo de velocidades para as alturas de 25, 50 e 120m.
Fonte: Autores.

O Gráfico 13, demonstra que à medida que aumenta a altura dos ventos maior é a velocidade dos ventos, mantendo-se mais constantes, conforme a camada limite e os perfis de velocidade.

5.1.2. Potência

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot v^3 \cdot A$$

$$P_{50} = \frac{1,225}{2} * 6,306^3 * A = 153,59 \text{ W/m}^2$$

A potência de referência dada pela velocidade média do vento à 50 metros é de 153,59W/m². O que evidencia que a classe do vento é baixa, necessitando de um gerador com maior tecnologia, para aproveitar de melhor forma a energia eólica da região.

5.1.3. Turbina

Utilizando a turbina da Empresa ACCIONA modelo AW3000, podendo ser usada para as alturas de 120 metros e o diâmetro da turbina de 125m (AW125/3000), turbina essa indicadas para classes de ventos fracos e com baixas turbulências, temos as potências médias do vento no valor de:

$$P_{125} = \frac{1,225}{2} * 7,574^3 * \pi \frac{125^2}{4} = 3.265.817,431 W$$

Enquanto a curva de potência entregue pela turbina pode ser demonstrada pelo Gráfico 14.

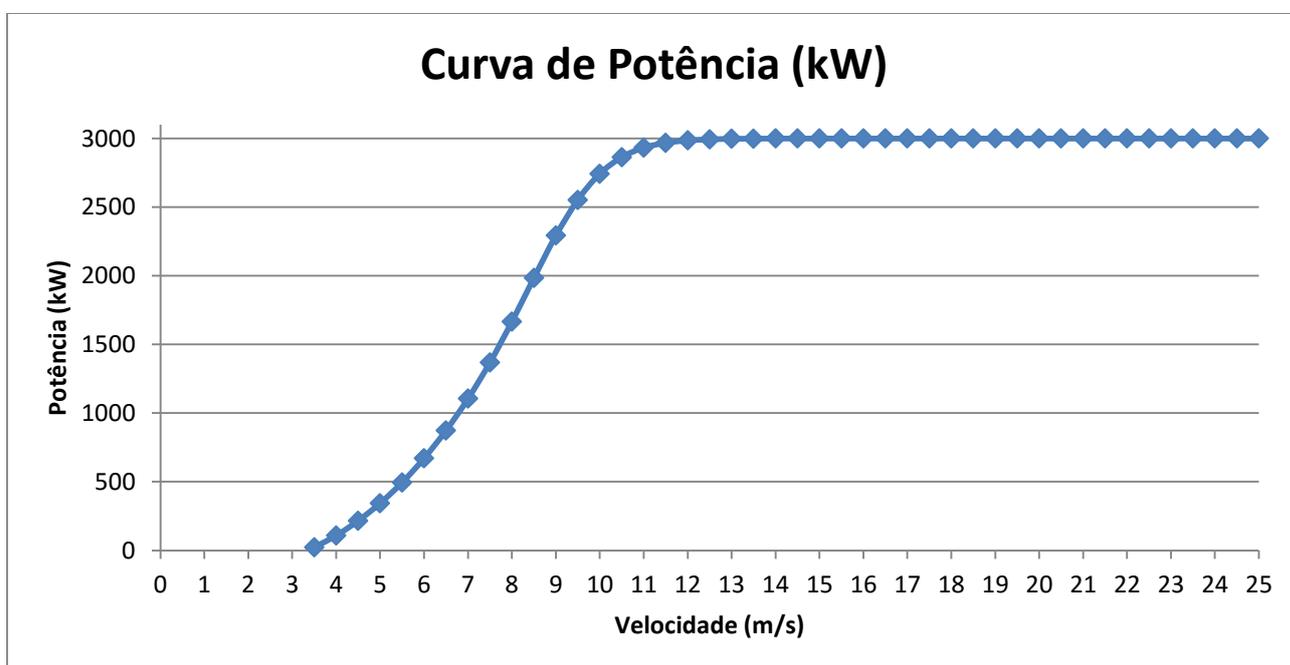


Gráfico 16 - Curva de Potência do aerogerador AW125/3000.
Fonte: ACCIONA.

A curva de potência do aerogerador demonstra como a turbina opera, demonstrando que a geração começa a partir 3,5m/s e cresce à medida que a velocidade do vento aumenta atingindo sua potência nominal de 3000kW por volta de 12m/s.

5.1.4. Produção de Energia Certificada

Para o cálculo da Produção Anual de Energia na Turbina (E), usa-se um Coeficiente de potência dado pelo fabricante no valor de 49,0041% para a

velocidade de 7,5 m/s, velocidade essa próxima à velocidade média dos ventos na região e uma Eficiência eletromecânica de 93%.

$$P = \frac{1,225}{2} * 0,490041 * 0,93 * \frac{125^2}{4} * \pi * 7,574^3 = 1,48836 \text{ MW}$$

$$E = 1,48836 * 8760 = 13.038,0336 \text{ MWh/ano}$$

Considerando que as 10 turbinas do parque geram a mesma quantidade de energia, temos uma Produção Anual de energia bruta: 130.380,336 MWh/ano. Para a certificação de energia (P50) devem-se incluir aos cálculos as Perdas Aerodinâmicas e a degradação média das pás, que estão em torno de 10,37% e 0,1%, respectivamente, obtemos uma produção anual de energia certificada igual a:

$$E_c = 130380,336 * (1 - 0,1037) * (1 - 0,001) = 116.743,0353 \text{ MWh/ano}$$

Vale ressaltar que a análise em questão utiliza uma configuração hipotética dos aerogeradores de modo a otimizar sua produção de energia sem interferir na área de influencia de cada turbina deste ou de outro parque já certificado.

Para a retirada da certificação do vento, são usados os valores do P50, mas para o cálculo da Garantia Física é preciso observar a Produção Certificada Anual (P90) onde são aplicadas as incertezas atreladas ao empreendimento que se encontram descritas na Tabela 6 e 7. De posse deste valor, calcula-se a GF.

$$P90 = P50 * (1 - (1,28155 * Incerteza Padrão))$$

$$GF = \frac{P90 * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Tabela 7 - Tabela de incertezas usadas no cálculo da incerteza padrão.

Fonte: Autor.

Incertezas na Evolução Energética (%)	
Medidas de Vento	4%
Longo Prazo	3%
Modelo	3%

Perfil Vertical	2%
Incertezas na Produção Associada a Velocidade	12,1%
Densidade	1%
Curva de Potência	5%
Efeito Parque	2%
Perdas elétricas	0,5%
Total	14,65%

$$P_{90} = 116743,0353 * (1 - (1,28155 * 0,1465)) = 94824,87 \text{ MWh/ano}$$

Tabela 8 - Tabela do Sumário de Certificação Anual de Produção de Energia.
Fonte: Brasil, 2015 (adaptado).

Parâmetros Energéticos para 10 aerogeradores de 3000 kW.			
Potência Total Instalada (kW)	30.000	Classe da Turbina (IEC 61400)	IIIA
Consumo Interno + Perdas (MWh/ano) (ΔP)	14.992	Incerteza Padrão da Produção Certificada (%)	13,3
TEIF (%)	3	IP (%)	2,5
Produção Certificada Anual, em MWh/ano			
Produção Anual de Energia Bruta (MWh)	130.380,34	Degradação média das Pás (%)	0,1
Produção Certificada Anual P50	116.743,03	Produção Certificada Anual P90	94.824,87

Para o cálculo da GF, o TEIF e o IP podem ser entendidos como padrões, variando de acordo com o perfil de cada investidor, ou seja, valores maiores para empreendimentos mais conservadores e menores para aqueles mais ousados, sendo que a média para Indisponibilidades forçadas tem sido de 3% e para as programadas de 2,5%. Enquanto o consumo interno e as perdas elétricas foi adotado o valor hipotético de 14.992 MWh/ano a partir de análises de outros empreendimentos.

$$GF = \frac{94824,87 * (1 - 0,03) * (1 - 0,025) - 14992}{8760} = 8,526 \text{ MW}$$

Ao se analisar Projetos de usinas como um todo, são observados os valores de Fator de Capacidade dos empreendimentos, que no caso está na casa dos 28% (8,526/30), relativamente baixo, devido à classe de vento e o valor de incertezas utilizado, podendo assim ser considerado um projeto conservador. Se fosse usado o valor do P50 no cálculo da GF (10,892) esse fator de capacidade subiria para 36% (10,892/30), um FC relativamente auto, mas com uma confiabilidade menor. O cálculo da GF a partir do P90 garante uma maior segurança e confiabilidade tanto para o sistema quanto para o investidor, que trabalha com valores mais próximos ao que de fato será encontrado na operação de seu parque.

5.2. SOLAR

5.2.1. Análises dos Dados

Para retirada da Certificação de Dados Solarimétricos, necessário para o cálculo da Produção Anual de Energia, é preciso organizar os dados de medições em uma tabela, como a Tabela 8, que possui os dados de Irradiação Global Horizontal – Médias Horárias e Mensais (Wh/m²).

Tabela 9 - Tabela de Dados de Irradiação Global Horizontal - Médias Horárias e Mensais.

Fonte: Autor.

Mês/Hora	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
08:00	5,20	1,06	1,64	1,21	0,66	0,00	0,00	0,00	6,17	18,22	32,62	13,25
09:00	100,46	69,41	90,81	75,13	78,53	48,83	48,22	77,53	113,96	143,42	188,90	119,67
10:00	263,58	212,70	256,86	232,51	235,73	169,15	174,24	242,80	286,73	318,77	385,68	289,84
11:00	444,55	351,69	446,90	379,74	392,88	291,74	297,54	398,98	474,63	527,51	601,67	451,14
12:00	585,70	494,18	633,58	528,23	552,48	384,99	392,31	517,99	591,46	666,93	765,38	590,07
13:00	756,72	701,12	747,52	654,90	676,02	481,53	501,59	664,30	725,88	820,65	868,08	683,72
14:00	788,95	825,23	780,24	705,08	748,41	514,57	549,16	745,08	814,46	897,02	939,70	731,91
15:00	819,14	805,48	771,00	744,20	727,02	518,81	544,43	736,58	823,78	840,26	931,37	711,54
16:00	760,32	767,01	659,63	675,00	641,69	478,43	525,94	705,09	747,51	747,09	818,55	675,97
17:00	614,69	606,58	560,28	544,88	526,84	383,33	434,65	562,24	579,85	599,72	652,72	560,80
18:00	459,15	441,74	401,12	381,23	349,40	264,99	312,29	380,14	404,42	377,11	440,73	386,60
19:00	253,14	248,11	221,06	162,64	153,83	116,72	148,38	193,05	192,26	168,09	224,37	198,37
20:00	70,10	71,81	47,66	19,32	10,52	9,26	17,41	26,36	23,61	18,31	33,82	48,29
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	5921,70	5596,09	5618,29	5104,07	5094,01	3662,35	3946,16	5250,14	5784,72	6143,10	6883,60	5461,16

Total Anual: 64465,39 Wh/m²

Média mensal: 5,37 kWh/m²

Média anual: 1960,82 kWh/m²

A Tabela usa como referencia a convenção horária UTC (Universal Time Coordinated – Hora Universal Coordenada), podemos notar que o sol nasce por volta de 08:00 pelo UTC e as 05:00 no horário brasileiro, tendo o pico de Irradiação está as 15:00 (UTC) ou 12:00 (horário brasileiro). Vale ressaltar que o mês de maior produção é o de Novembro chegando a uma média horária de 939,70 Wh/m².

5.2.2. Produção Anual de Energia

Para os cálculos de energia, considera-se que o complexo será montado com placas com tecnologia de rastreamento do sol, o que melhora o aproveitamento da irradiação no plano inclinado em torno de 31,1% e a Potência Instalada de 10MW. São aplicadas algumas perdas sobre esse valor, tais como por sombreamento, sujeiras e ângulo espectrais, visto na Tabela 9.

Tabela 10 - Tabela de Ganhos e Perdas da irradiação.

Fonte: Autor.

Irradiação no Plano Inclinada	+31,1%	2.570,64 kWh/m ²
Sombreamento	-3,6%	2.478,10 kWh/m ²
Ângulo Espectrais	-1,4%	2.443,40 kWh/m ²
Sujeiras	-2,0%	2.394,53 kWh/m ²

A Energia produzida pela placa leva em consideração a área e a eficiência dos módulos, que segundo o fabricante é em torno de 1,947m² e 15,98%, respectivamente. Como será montado um arranjo com 40.320 placas Modelo BYD-310-P6C-36-DG (Potencia Unitária: 310W e Potência de Pico: 12,5MWp) , sendo a área total do conjunto de 78.503,04m².

$$E = 2394,53 * 0,1598 * 78503,04 = 30038912,02 \text{ kWh}$$

Na Tabela 10, são aplicadas algumas perdas sobre a energia, chegando a um valor de Energia Média.

Tabela 11 - Tabela de aplicações de perdas de Energia.

Fonte: Autor.

Nível de Irradiação	+0,6%	30.219.145,50 kWh
Temperatura	-10,7%	26.985.696,93 kWh
Qualidade do Módulo	+0,4%	27.093.639,72 kWh
Mismatch	-1,0%	26.822.703,32 kWh
Perdas Ohmicas	-1,3%	26.474.008,18 kWh
Eficiência do Inversor	-2,1%	25.918.054,00 kWh
Perdas por Sobrepotência	-0,7%	25.736.627,63 kWh
Perdas no Trafo	-0,8%	25.530.734,60 kWh

Para a certificação é preciso garantir um valor de energia média para os 20 anos que o parque estará em funcionamento, aplicando uma degradação de 0,6% do 3º ano em diante, como visto na Tabela 11.

Tabela 12 - Tabela de Degradação durante os 20 anos de contratação do Parque.

Fonte: Autor.

	MWh	Degração
Ano 1	25530,73	
Ano 2	25275,43	1%
Ano 3	25123,77	0,60%
Ano 4	24973,03	0,60%
Ano 5	24823,19	0,60%
Ano 6	24674,25	0,60%
Ano 7	24526,21	0,60%
Ano 8	24379,05	0,60%
Ano 9	24232,78	0,60%
Ano 10	24087,38	0,60%
Ano 11	23942,86	0,60%
Ano 12	23799,2	0,60%
Ano 13	23656,4	0,60%

Ano 14	23514,47	0,60%
Ano 15	23373,38	0,60%
Ano 16	23233,14	0,60%
Ano 17	23093,74	0,60%
Ano 18	22955,18	0,60%
Ano 19	22817,45	0,60%
Ano 20	22680,54	0,60%

A Produção Certificada P50 para os 20 anos é a media dos valores obtidos na Tabela 11, chegando ao valor de 24.034,61MWh.

Para o cálculo atual da Garantia Física, serão utilizados uma Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) no valor de 2%, o consumo interno mais perdas são de 881,5 MWh/ano e a de Indisponibilidade Programada (IP) de 1%, dado que as manutenções pode ser feitas durante a noite, não necessitando de interrupções na produção de energia.

$$GF = \frac{P50 * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

$$GF = \frac{24034,61 * (1 - 0,02) * (1 - 0,01) - 881,5}{8760} = 2,56MW$$

Para empreendimentos fotovoltaicos, a normativa vigente estabelece que a GF seja calculada apenas com o P50, podendo ser calculado o P90 apenas como caráter informativo. Especulações de mercado cogitam que nos próximos anos será exigido o P90 para o cálculo da GF, trazendo assim mais confiabilidade a essa fonte e a seus investidores.

Para a análise do Projeto como um todo, pode-se observar o Fator de Capacidade do empreendimento, que no caso está na casa dos 25,6% (2,56/10), dentro da média esperada para arranjos que possuem a tecnologia tracker (rastreamento solar) que é entre 25 e 30%, para parques sem essa tecnologia a média tem sido entre 17% e 22% de FC.

6. CONCLUSÃO

A Garantia Física é um elemento extremamente importante para o Setor Elétrico Brasileiro, pois serve para o dimensionamento e atendimento da demanda futura do Sistema Interligado Nacional, ou seja, a partir dela é desenvolvido o parque gerador do sistema e são feitos os contratos de compra e venda de energia.

Grosso modo podemos dizer que a GF é a Potência Média de uma usina, onde ela deve operar grande parte do tempo, comparando com um carro em uma alta estrada, que em alguns momentos anda a 120 km/h e em outros a 80 km/h, tendo uma velocidade média de viagem igual a 100 km/h.

Para o cálculo da GF de empreendimentos renováveis tais como eólico e solar, faz-se necessário medições a campo dos recursos disponíveis, potencial de geração e energia a ser gerada, lembrando que esses cálculos estão sempre relacionados à perspectiva futura, sendo uma probabilidade de geração, levando a uma análise probabilística.

Este trabalho consistiu em um estudo de caso sobre o cálculo da GF de um Parque Eólico de 30 MW e um Parque Fotovoltaico de 10MW. A partir da GF e da Potência instalada percebeu-se valores relativamente baixos para o Fator de Capacidade dos dois empreendimentos, isso pode ter sido dado pelo nível de maturidade assumido no cálculo. O que quer dizer que provavelmente o investidor é mais conservador em seus cálculos e possivelmente traz ao mercado um GF menor, mas uma maior confiabilidade de suprimento da demanda.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. Setor Elétrico. IABRADEE – Instituto ABRADEE da Energia. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acessado em: 15 maio 2015.

ABRADEE. **Entenda a Indústria de Energia Elétrica**. Módulo 6 – O Mercado de Energia Elétrica. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/book/7-modulo-6-o-mercado-de-energia-eletrica/9-livro-6>>. Acessado em: 20/04/2015.

Acende Brasil. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações (WHITE PAPER)**. Instituto Acende Brasil - O Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Edição nº 07. 2012.

BRASIL (2015). **Acórdão 993/2015** - Plenário. Relatório de Levantamento - TC 013.099/2014-0. Grupo II - Classe V - Plenário. Tribunal de Contas da União (TCU). Disponível em: <http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20150506/AC_0993_15_15_P.doc>. Acessado em: 07/05/2015.

BRASIL. **Energia Assegurada - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL. 18 p. : il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 3). 2005.

BRASIL. **Expansão da Geração. Empreendimentos Eólicos**. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Nº. **EPE-DEE-017/2009-R12**. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. 2015

BRASIL. **Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas**. Nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0. MME - Ministério de Minas e Energia. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. 2008.

BRASIL (2004). **Portaria MME Nº 303, de 18 de Novembro de 2004**. Ministério de Minas e Energia.

Camelo, Henrique do Nascimento; Maria, Paulo Henrique Santiago de; Carvalho, Paulo Cesar Marques de; Pereira, Thiago de Brito. **Método de Extrapolação de Velocidade do Vento para Regiões Litorâneas no Nordeste Brasileiro**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Piauí – IFPI. 2009. Disponível em: <http://www.academia.edu/4043004/M%C3%A9todos_de_Extrapola%C3%A7%C3%A3o_de_Velocidade_do_Vento_para_Regi%C3%B5es>. Acessado em: 05/10/2015.

Castro, Nivalde J.; Brandão, Roberto. **Problemas no cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova**. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ. TDSE – Textos de Discussão do Setor Elétrico, nº11. 2009. Rio de Janeiro.

CCEE. **Boletim de Operação das usinas.** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Nº 001. Janeiro. 2014. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acessado em: 14/05/2015.

CCEE. **Mecanismo de Realocação de Energia** - Versão 2013.1.0. Regras de Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2013. Disponível em: <www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076159>. Acessado em: 22/04/2015.

CCEE. **Caderno Algébrico – Garantia Física.** Versão 1.0. Regras de Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CCEE. **Garantia Física.** Curso CCEE – Portal de Aprendizado. Nível Básico. Regra de Comercialização – Versão 1.0/2013. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2013

CCEE. **Garantia Física – Versão 2015.1.0.** Regras de Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2015. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_346436>. Acessado em: 23/04/2015.

Dutra, Ricardo. **Energia Eólica. Princípios e Tecnologias.** CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. CEPEL. Sistema Eletrobrás. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. Acessado em: 03/11/2015.

EPE. **Custo Marginal de Expansão. Metodologia de Cálculo 2011. Nº EPE-DEE-RE -091/2011-r0. 2011.** Empresa de Pesquisa Energética: Ministério de Minas e Energia.

Faustino, Gabriel Ciuffi. **O Impacto no Custo Marginal de Operação do sistema Elétrico devido a frustração da disponibilidade das usinas termoelétricas.** Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. 2014.

Freire, Luiza Beana Chipansky. **Método para Levantamento do Potencial Energético Solar em Campus Universitário.** Universidade do Paraná. Curso de Engenharia Elétrica. 2013. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/~james/Projetos/TCCs/M%C3%89TODO%20PARA%20LEVANTAMENTO%20DO%20POTENCIAL%20ENERG%C3%89TICO%20SOLAR%20EM%20CAMPUS%20UNIVERSIT%C3%81RIO%20final.pdf>>. Acessado em: 09/11/2015.

Linard, Flavio Jose Alexandre. **Estimativas da velocidade do vento em altitude usando o Software Windographer.** Universidade Estadual do Ceará. Centro de Ciência e Tecnologia. Ceará. 2010.

Loureiro, Paulo Gerson Cayres. **Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e proposta de uma nova metodologia.** Rio de Janeiro. 2009. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/loureiro_paulo.pdf>. Acessado em: 25/04/2016.

Machado, Rogerio Rossi. **Estudo do Potencial Eólico do Pontal do Abreu – Município de Viamão – RS.** Dissertação de Mestrado apresentada à Comissão de Curso de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica da Universidade Federal do Rio Grande. Rio Grande. 2008. Disponível em: <<http://www.engenhariaoceanica.furg.br/arquivos/machado,r.r.pdf>>. Acessado em: 29/09/2015.

Miranda, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise da Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico conectado à Rede.** Projeto de Graduação - UFRJ/Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica. 2014. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010504.pdf>>. Acessado em: 11/11/2015.

Molly, Jeans Peter. **Windenergie in Theorie und Praxis.** Deutschland: Verlage f. Müller, 1990.

Pérez, Fernando Lucambio. **Histograma.** Departamento de Estatística – UFPR. 2010. Disponível em: <<http://people.ufpr.br/~lucambio/MReg/Histograma.pdf>>. Acessado em: 28/09/2015.

Petry, Adriane Prisco. Mattuella, Jussara M. Leite. **Análise do Potencial Eólico e estimativa da Geração de Energia Empregando o “Software” livre ALWIN.** Porto Alegre. 2007.

Pinho, João Tavares; Galdino, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES - CEPEL-DTE - CRESESB. Rio de Janeiro. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acessado em: 09/11/2015.

Pinto, Leontina. **A Garantia Física das Usinas Hidroelétricas Brasileiras: Expectativas e Realidade.** Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda. ABRAPCH – Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas. 2014. Disponível em: <<http://abrapch.com.br/wp-content/uploads/2014/10/Relat%C3%B3rio-Garantia-F%C3%ADsica.pdf>>. Acessado em: 20/04/2015.

Portal Action. **Distribuição de Weibull.** Probabilidades. Modelos Probabilísticos Contínuos. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/probabilidades/613-distribuicao-weibull>>. Acessado em: 28/09/2015.

Silva, Patrícia de Castro; Guedes, Vanessa Gonçalves; Araújo, Maria Regina Pereira de; Hirata, Miguel Hiroo. **Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull.** XV Congresso Brasileiro de Energia Mecânica. São Paulo. 1999. Disponível em:

<<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/aaciih.pdf>>. Acessado em: 28/09/2015.

Tractebel Energia. **Energia Assegurada**. Glossário. Tractebel Energia – GDF SUEZ. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/glossario/e>>. Acessado em: 23/04/2015.