

1 Introdução

O crescimento mundial da demanda de energia vem acompanhado de uma depleção dos combustíveis baseados em hidrocarbonetos, que além de serem negociados a preços muito maiores do que aqueles de algumas décadas atrás, são responsáveis por grandes danos ambientais. Nesse contexto surgem as fontes de energia renováveis. Apesar de essas fontes alternativas de energia não serem novas, elas vêm recebendo um destaque cada vez maior por dois motivos. Face aos avanços tecnológicos, as fontes renováveis de energia estão cada vez mais competitivas tanto em preço quanto em geração elétrica e, apesar de não estarem livres de danos ambientais, estes são consideravelmente menores para as fontes renováveis que para as fontes tradicionais.

O quadro de reservas conhecidas de energias não-renováveis apresenta também forte concentração de recursos em poucos países ou regiões. Apenas em alguns casos há coincidência entre as concentrações de consumo e de recursos, advindo daí o grande volume de comércio internacional de carvão, petróleo, gás natural e urânio. Em compensação, as energias renováveis tradicionais estão bastante dispersas (LEITE, 2007).

Ainda em Leite, as novas formas de energias renováveis, a solar e a eólica em particular, são ainda objeto de instalações pioneiras, exceto em alguns países industrializados, onde já adquiriram estágio comercial. O interesse por essas energias está correlacionado, de modo intenso, com a preocupação ambiental que tem origem na queima de combustíveis fósseis e com os temores relativos à fissão nuclear. Essas preocupações provocam esforços de aperfeiçoamento de tecnologias novas, tendo em vista, inclusive, a maior diversidade de fontes de suprimento.

A energia eólica se destaca como uma das fontes de energia que mais cresce no cenário mundial, com um crescimento de 12,5% no ano de 2013 de acordo com o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC Council, 2012). No Brasil, a matriz eólica será priorizada junto com demais fontes renováveis tais como biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Até 2020 a matriz eólica brasileira multiplicará por sete a sua participação no total de energia gerado pelo país, atingindo relevantes 7% do total produzido. Ademais, uma característica importante do regime eólico brasileiro é sua complementaridade com a matriz hidráulica (MONTEZANO, 2013), como se pode observar na Figura 1:

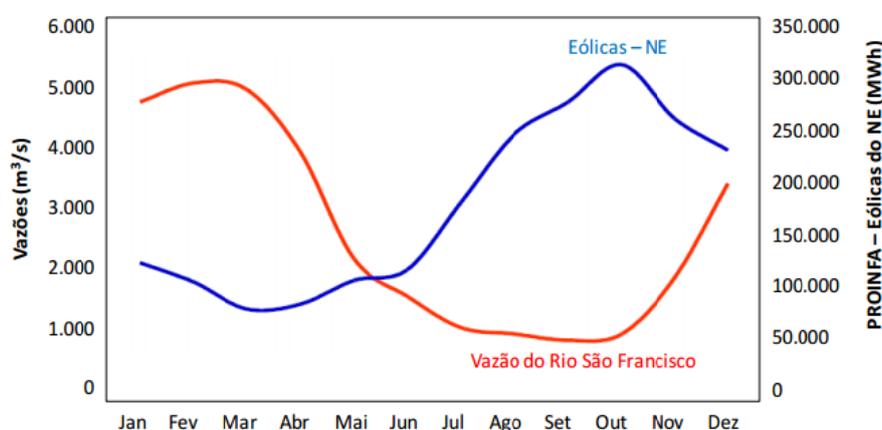


Figura 1 – Complementaridade entre regime de ventos e capacidade hídrica de geração
Fonte: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel

Apesar de todo o entusiasmo, a crescente participação da energia eólica na matriz brasileira e mundial levanta a questão do melhor aproveitamento dos hélices e do potencial eólico dos parques como um todo. A geração de energia eólica é intermitente e depende da velocidade do vento. A velocidade do vento é altamente influenciável por questões físicas (terreno, obstáculos e altura) e meteorológicas (chuva, neve, tempestades, etc.) o que leva ao problema da previsão da velocidade do vento para o sistema elétrico.

Milligan (MILLIGAN *et al.*, 1995) e Barthelmie (BARTHELMIE *et al.*, 2008) são alguns dos autores que mostraram os benefícios econômicos da previsão da velocidade dos ventos. Através de previsões confiáveis é possível que tanto o empreendedor quanto o sistema elétrico sejam beneficiados. Tascikaraoglu (TASCIKARAOGU; UZUNOGLU, 2014) argumenta que previsões precisas passam a ser necessárias com o aumento da penetração eólica na matriz

energética. Uma vez que todo o sistema fica exposto à volatilidade da velocidade do vento, esta exposição é nociva por aumentar a necessidade e, conseqüentemente os custos, de reservas primárias do sistema para suprir os momentos em que venta pouco, como por exemplo um Energy Storage System (*ESS*), e por colocar em risco a confiabilidade da oferta de energia como um todo. Esta argumentação pode ser extrapolada para a sazonalidade que mesmo incorporada em contratos de compra e venda de energia eólica pode facilmente ser estimada erroneamente em contratos de longo prazo.

Foley (FOLEY *et al.*, 2012) afirma que o foco das previsões para geração de energia e operação de sistemas elétricos é o curtíssimo prazo (minutos à frente), o curto prazo (um ou dois dias à frente) e o médio prazo, este último sendo de até sete dias. Isto porque, segundo o autor, os sistemas elétricos operam de acordo com a regulação vigente, a carga seguinte, as liquidações e os agendamentos, todos ocorrendo neste intervalo de tempo. Porém, o setor elétrico brasileiro possui regulamentações muito específicas, operando mensalmente em função da característica única de preponderância da matriz hidráulica no sistema. Os modelos de previsão encontrados na literatura internacional não são adequados à realidade nacional e muitos sequer são úteis à esta realidade. Outro ponto não negligenciável do setor é o de que este “[...] está estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços” (CCEE, 2010). A criação de um modelo de previsão de vento que agregue valor comercial às empresas atuando no setor elétrico do país se faz necessária.

Esta dissertação tentará responder às seguintes perguntas:

“Qual o melhor modelo de previsão de geração de energia eólica para ser utilizado no contexto do mercado de energia do Brasil? Como construir um modelo para maximizar o lucro das empresas operando neste mercado?”

Uma breve introdução de como o mercado brasileiro foi criado e opera atualmente segue para possibilitar melhor contextualização.

O mercado brasileiro de energia começa a ser pensado no início da década de 60, em um projeto que veio a ser conhecido sob a alcunha de projeto “Canambra”. O escopo, ainda limitado, deste projeto era a região de nome Centro-Sul, a parte que veio a ser conhecida como região Sudeste posteriormente. O principal conceito empregado na criação do mercado foi o conceito de “energia firme”, isto é, qual a geração possível na hipótese de ocorrência de período hidrológico seco que equivalha à pior experiência já registrada no país (LEITE, 2007). Assumir este conceito levava a assumir um risco de 3% de não conseguir suprir a demanda. Este estudo serviu de base para que se tivesse o conhecimento das obras a serem realizadas, bem como uma definição de diretriz operacional, sintetizada em uma curva limite inferior e que mostrava o menor nível que deveria ser respeitado em cada período da operação (LEITE, 2007).

Em 1997 ocorre uma transformação profunda no mercado de energia brasileiro. Até então, este era um monopólio administrado por empresas federais e estaduais. A partir do segundo semestre daquele ano há um processo de privatização de forma a criar uma profunda reestruturação do sistema, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Como um início ao processo de transformação do mercado instituiu-se, em 1996, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) como autarquia vinculada ao MME, cuja finalidade é “(...) regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (Lei nº 9.421/1996).

Entre agosto de 1996 e o final de 1997 constituiu-se, no âmbito da Secretaria de Energia do MME, uma organização que ficou conhecida como RE-SEB (Projeto Reestruturação do SEB), para discussão e troca de opiniões com quatro grupos de trabalho correspondentes às áreas definidas no edital e adotadas pelos consultores (LEITE, 2007). Ainda segundo Leite, o trabalho do RE-SEB foi dividido em quatro áreas, denominadas fases:

- Diagnóstico de opção (ago/dez 1996);
- Concepção do modelo (jan/jun 1997);
- Elaboração de documentos regulamentares (jul/dez 1997);
- Processo de implantação (jan/ago 1997)

E os principais tópicos do RE-SEB, coordenados pelo Ministério de Minas e Energia, podem ser resumidos, de acordo com Gomes (GOMES *et al.*, 2010), em quatro principais pontos:

- A desverticalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização;
- Os segmentos de produção e comercialização passaram a ser uma atividade competitiva com preços contratados definidos pelo mercado;
- O livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), hoje chamado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ambiente onde há a contabilização e a liquidação das transações de energia elétrica.

No ano de 1998 cria-se um operador independente, que não detém qualquer rede de transmissão - Operador Nacional do Sistema (ONS). Esta instituição tem como fim executar a operação técnica de curto prazo do sistema, planejando, programando e executando a operação das usinas que atendem à demanda. Esta função era exercida antes pelo GCOI¹ e pela Eletrobrás (RAMOS TIMPONI, 2010).

O objetivo das reformas, como apresentado acima, era a desverticalização do mercado e a criação de uma competição entre as geradoras de energia e a livre comercialização entre geradores e distribuidores no formato de contratos bilaterais de longo prazo (LEITE, 2007). As empresas desverticalizadas foram então subdividas com o intuito de não deterem parcela maior de mercado do que um certo percentual determinado.

A CCEE é um ator fundamental no mercado de energia do Brasil e, segundo a própria,

“(...) atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. A CCEE promove discussões e propõe soluções para o desenvolvimento do setor elétrico nacional, fazendo a interlocução entre os agentes e as instâncias de formulação de políticas e regulação. O foco de atuação da instituição é a evolução do segmento de comercialização, pautado pela neutralidade, liquidez e simetria de informações” (CCEE, 2004).

¹ Grupo de Coordenação para a Operação Interligada

Na área operacional, a CCEE é a responsável pela contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica. Ela apura com frequência mensal as diferenças entre o que foi contratado e a quantidade efetivamente gerada de energia analisando os contratos firmados entre as partes. Ademais, a Câmara ainda é responsável por determinar os débitos e créditos dos agentes do mercado com base nas diferenças apuradas e, para conseguir valorar tais diferenças, a instituição calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Além disso, a CCEE é a responsável por “desenvolver, aprimorar e divulgar” (CCEE, 2004) as normas de negociações aos participantes do mercado. A CCEE também é responsável pela promoção dos leilões de compra e venda de energia e por zelar pela segurança institucional do mercado, monitorando continuamente e identificando aqueles que não estão de acordo com a legislação ou as normas de conduta.

Os consumidores finais foram classificados em dois grupos, os cativos e os livres. Os primeiros só podem comprar energia de um único concessionário, ao qual sua rede está conectada, já os últimos detêm o poder de escolha de seus fornecedores. São estes, respectivamente, o ambiente de contratação regulado (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL). As principais características e diferenças entre os ambientes regulado e livre podem ser resumidos com precisão no quadro abaixo (CCEE,2010):

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Tabela 1 – Comparativo entre ambiente livre e regulado
Fonte: CCEE

O complexo eólico estudado foca nos consumidores livres e encontra-se no Ceará. De acordo com a SEMACE (Superintendência Estadual do Meio Ambiente), o complexo eólico de Amontada é uma composição de três centrais geradoras eólicas (CGE): a CGE Palmas, a CGE Ribeirão e a CGE Ilha Grande. A energia elétrica gerada no complexo será escoada no sistema regional de Sobral III/CE (SEMACE, 1988). Na Figura 2 pode-se observar um desenho esquemático de todo o sistema elétrico (QUEIROZ GALVÃO, 1953). O complexo de Amontada foi instituído pela Queiroz Galvão Energias Renováveis em janeiro de 2013. O complexo, como afirmado previamente, se localiza no estado do Ceará e sua construção foi dividida em cinco fases. São eles o estudo de viabilidade e licenciamento, obras civis, obras elétricas, montagem eletromecânica e testes.

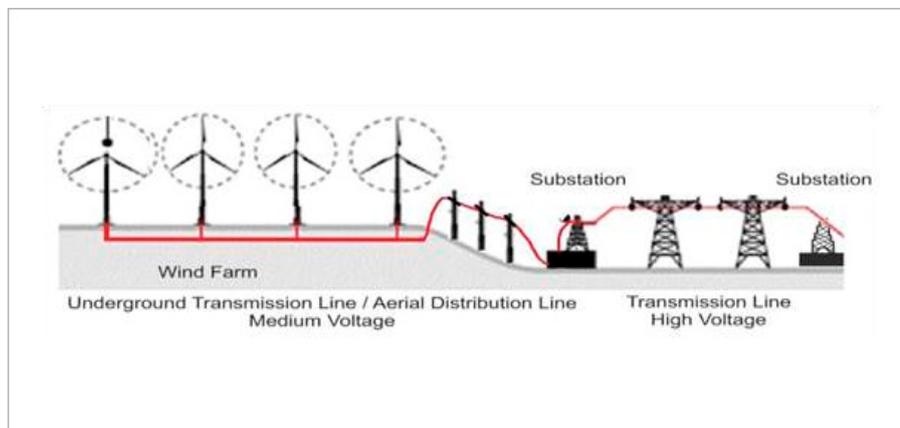


Figura 2 – Sistema elétrico
Fonte: Queiroz Galvão

O regime de ventos do local foi decisivo para a escolha e implantação das centrais geradoras. No total, são 28 aerogeradores com 75,6MW de capacidade instalada.

A dissertação está organizada da seguinte forma. Na próxima seção será apresentado um referencial teórico sobre a energia eólica e suas características físicas, os modelos de previsão de vento existentes e suas diferenças de metodologia e escopo e, por fim, o arcabouço teórico de uma otimização financeira. Na seção 3 será apresentada a metodologia utilizada para a seleção do modelo de previsão de vento e geração de energia e a modelagem de otimização financeira realizada. Como complemento, ainda na seção 3, um passo a passo metodológico será disponibilizado. Os resultados serão apresentados na seção 4, sendo esta seção dividida em dois tópicos, as estatísticas descritivas e a análise de resultados. Por último, a conclusão.