

15ª Conferência Internacional da LARES

São Paulo - Brasil
23 a 25 de Setembro de 2015



Avaliação do Custo de Construção Médio Estipulado nos Leilões de Geração de Energia Eólica no Brasil.

Andrea Cristina Dias Fernandes ¹, João da Rocha Lima Júnior²

¹ Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Avenida Prof. Almeida Prado –Travessa 2, no. 83- Cidade Universitária -São Paulo - SP – cep: 05508-900, Brasil, andrea.fernandes@usp.br, andrea.fernandes@construtoraaof.com.br

² Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, rocha.lima@poli.usp.br

RESUMO

Este artigo trata do custo de construção médio de usinas de geração de energia Eólica estipulado no Brasil e de uma análise se o Setor Privado suporta esta imposição nos leilões. O objetivo é apresentar a demanda de investimento projetado, além de pontos específicos de risco do empreendimento. Serão analisadas as informações de domínio geral publicados pela Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE e de questionários aplicados via Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica a Empresas participantes dos Leilões de geração de Energia Eólica. De acordo com os resultados, poderemos concluir que os investidores devem se ater a um controle de custo rígido, para que o preço do custo de construção médio praticado nos Leilões possa ser executado com êxito.

Palavra-chave: Investimentos, Geração de Energia Eólica, Leilões de Energia, Renováveis, Custo Construção Usina.

15ª Conferência Internacional da LARES

São Paulo - Brasil
23 a 25 de Setembro de 2015



Evaluation the Average Cost Construction stipulated in Wind Power Generation Public Sale in Brazil.

ABSTRACT

This article deals with the average construction cost of power generation plants Wind stipulated in Brazil and analyzing the Private Sector support this levy in Public Sale. The objective is to present the projected investment demand, as well as specific points of risk enterprise. They will be analyzed the general area of information published for Company Energy Research - EPE and of questionnaires by Brazilian Wind Energy Association – ABEEólica to participants companies of Wind Power generation Public Sale. According to the results, we can conclude that investors should stick to a rigid cost control, so that the price of the average construction cost practiced in auctions can be executed successfully.

Key-words: Investments, Wind Power Generation, Energy Public Sale, Renewable, Cost Construction Plant.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Geração Eólica

Com a necessidade de um corte de CO₂ no setor energético, os países desenvolvidos deram ênfase a implantar empreendimentos de geração de energia renovável e em especial a geração eólica. A capacidade de geração eólica global instalada a nível mundial em 2000 era do total de 17,4GW, em 2004 de 47,6GW e em 2013 de 329 GW (GWEC, 2013), portanto, de 2004 a 2013 a capacidade instalada de geração eólica mais do que sextuplicou a nível global. É importante ressaltar, que o percentual de eletricidade global fornecida pela geração eólica em 2011 era de 2,5% e que a estimativa é de que em 2020 esse percentual cresça e varie de 8 a 12% (RIBEIRO,2013). Pela projeção da Global Energy Council - GWEC, a capacidade eólica global instalada a nível mundial alcançara os patamares de 493 GW em 2016.

Em 2007 a China duplicou sua capacidade instalada de geração eólica e em 2010 transformou-se na primeira em capacidade instalada eólica do mundo, ultrapassando os países da Europa e dos Estados Unidos (RIBEIRO,2013). Em 2010 a China teve a adição de 18,9 GW de capacidade instalada, tornando-se líder mundial com um total de 44,7 GW, em 2012 alcançou o patamar de 75,3 GW. A China é a que tem o maior crescimento em renováveis, por dois motivos impulsionadores, o primeiro é de que precisa diminuir a emissão do gás de efeito estufa e em segundo porque o desenvolvimento econômico que tem vivenciado nestes últimos anos, tem sido favorável a expansão limpa.

Os maiores crescimentos apontados foram na Espanha, onde 59,6% da demanda total de energia em 2011 foi fornecida por energia eólica. Ainda segundo o GWEC (2014), em 2012 o sul da Austrália alcançou 55% de geração eólica. Outro país que chama a atenção é a Dinamarca com 30% de energia gerada por fonte eólica e o governo tem como meta obter até 2020 a marca de 50% em eólica e até 2050 tem objetivo de ter 100% da energia gerada por fontes renováveis (RIBEIRO,2013).

No cenário mundial, constata-se a crescente demanda por geração de fontes renováveis, por um lado os países tem a necessidade de reduzir as emissões de carbono e pelo outro, o custo tornou-se competitivo, portanto favorável ao desenvolvimento econômico da geração de fonte eólica. Além disso, a energia eólica é bem aceita, em pesquisa feita em 2011 aos cidadãos da União Europeia em relação a energia limpa, 89% eram favoráveis (RIBEIRO,2013), mesmo com a realidade do percentual baixo de 18% de participação de renováveis (BNDES,2015).

Quando analisamos sob a ótica por região, fica evidente que o desenvolvimento eólico na Europa, América do Norte e Ásia tiveram um impulsionamento agressivo a partir de 2005 com a crise até 2013, enquanto que regiões como América Latina, África, Oriente Médio e Região Pacífica tiveram pouca relevância. Em 2009 por causa da crise na Europa, países emergentes como Brasil, China e Índia, começaram a aumentar sua participação no mapa eólico. A América Latina, quando comparada com as regiões desenvolvidas, teve um leve crescimento a partir de 2012 e esta em expansão.

Quando nos referimos ao cenário brasileiro, constata-se a ampliação da participação de energia limpa na matriz energética nacional, que chega com a representatividade de 80% de toda

geração, um indicador muito acima da média internacional, que é de 20% na participação (BNDES, 2015).

A origem da expansão em eólica no Brasil é mais recente do que em outras regiões do mundo. O Governo a partir de 2004 iniciou o processo de um marco elétrico estruturado, com regras estabelecidas, fiscalização para cumprimento das normas, acompanhamento e estudos que propiciam auditoria técnica e estabelece indicadores de qualidade, tudo isso corrobora-se para a contínua expansão eólica brasileira.

Conforme RIBEIRO (2013), em um momento em que os empreendimentos em eólica nos países desenvolvidos alcançaram patamares mais estáveis, o governo brasileiro estimulado por um conjunto de fatores, lançou programas de incentivo comerciais e regulatórios, com o objetivo de gerar interesse no investidor privado.

Assim, a contratação de energia eólica em leilões de energia passou a ser destaque nas discussões dos investidores e poderá ser para o próximo decênio. Em 2004 com a criação do PROINFA¹ e com incentivos fiscais como o REIDI², o governo brasileiro passou a implantar o sistema de energia eólica.

Os leilões tem a prerrogativa de atender o planejamento, conforme podemos verificar no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE, 2022) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O MME determina a data dos leilões que são realizados pela ANEEL e pela CCEE. Por meio de portaria, fixa o preço teto para o MWh a ser ofertado, de acordo com a fonte da energia.

Os leilões podem ser realizados diretamente pela ANEEL ou de forma indireta quando delegado, conforme Lei 10.848/2004, pela CCEE. Os leilões são a principal forma de contratação de energia no mercado brasileiro (CCEE,2010) e a grande maioria é realizada no ambiente ACR.

A partir da criação do PROINFA houve aumento no número de unidades e no porte. Além disso, os leilões de energia começaram a sinalizar ao investidor a crescente demanda por contratação de geração eólica. Os primeiros leilões do PROINFA começaram em 2004 com a contratação de 54 parques eólicos com capacidade total de 1,4 GW. Em 2006 entrou em operação a primeira usina de geração eólica do PROINFA, o Osório no Rio Grande do Sul, com 50 MW de capacidade instalada. Em 2009 foi realizado o primeiro leilão exclusivo eólico, com a venda de 1,8 GW de 71 usinas. Em 2010, nos leilões de fontes alternativas, a energia de geração eólica contratou 2 GW. Em 2011 concretizou-se 1 GW de capacidade instalada. Em 2012 chegou a 2 GW. Em 2013 foram contratados 4,71 GW. E em 2014 o MME através da portaria 34/2014 definiu-se as diretrizes do 19º leilão A-3, que alocou pela primeira vez o risco da transmissão ao parque eólico. O ano de 2014 fechou com 5,9 GW de capacidade instalada. Em 2014 definiu-se nas diretrizes do 19º leilão A-3 pela primeira vez o risco da transmissão ao parque eólico.

A demanda projetada do governo até 2023 prevê o montante acumulado de 22,4 GW no sistema de energia de geração eólica, o que poderá representar 10% da participação da matriz energética. Portanto, para suprir a diferença de 16,5GW deverá ser necessário investimento privado na

1 PROINFA é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, voltado a fontes alternativas e segundo o decreto n. 5.025/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos eólicos e de fontes alternativas na matriz.

2 O REIDI é Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, onde suspende a exigência da contribuição do PIS/PASEP e do COFINS.

ordem de R\$ 74 bilhões em novos contratos. Para alcançar as metas estipuladas pelo governo os projetos eólicos estão em ritmo acelerado, contabilizando os projetos em operação, em construção, em teste, aptos e outorgados que estão previstos no país até 2018 são de 518 usinas e com capacidade de 13GW.

1.2. O Custo

O custo de geração de energia (R\$/MWh) engloba todos os custos previstos na duração da vida útil do parque gerador, no caso da eólica 20 anos. Os custos de geração devem englobar os custos de implantação, o retorno financeiro do capital, os custos anuais de operação e manutenção e os custos das revisões gerais. Estes custos devem ser distribuídos durante a vida útil da usina.

O custo do preço teto nos leilões de geração de energia eólica tem sido o segundo preço, a seguir do custo da geração de hidrelétrica. O preço inicial praticado no PROINFA foi de R\$ 365,56 por MWh e no último leilão de geração eólico no LFA de abril de 2015 o preço praticado foi de R\$ 179,00 por MWh. O Leilão A-3 marcado para o dia 21 de agosto de 2015 anunciou o preço teto de R\$ 184,00 por MWh estipulado pelo Governo. Em contrapartida, com os diversos incrementos ao custo teto, a Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica obteve de seus associados o levantamento de diversos pontos que questionam o preço praticado atualmente pelo Governo nos leilões e que apontam que o preço praticado pode afugentar os investidores para os próximos empreendimentos. O estudo enviado ao ministro do Ministério de Minas e Energia - MNE, deixa claro que apesar de uma alta demanda na geração eólica, o preço não acompanha o cenário brasileiro.

Neste artigo são levantados os pontos que influenciam diretamente o custo teto e que dão subsidio para a discussão de estagnação do valor imposto pelo Governo.

2. METODOLOGIA

Depois de definida a questão da necessidade de verificar se o custo imposto pelo Governo via Leilão acompanha a evolução do custo teto real, partiu-se para o processo de revisar a bibliografia das informações fornecidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pela ANEEL e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelos investidores. Foram revisados os planejamentos do governo em vigência através do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2022; 2023), pelo Balanço Energético Nacional e pelos leilões de geração eólica recorrentes. Os resultados da primeira fase foram o de identificação do conteúdo e de confrontação com a problemática inicial.

Num segundo momento, buscou-se gerar informação e consolidar a inserção da geração eólica na estrutura energética. Os aspectos regulatórios, de legislação pertinente e de aspectos comerciais foram contabilizados de forma sistêmica. O processo foi a da geração conjunta com a de informação acadêmica. Os resultados foram as consolidações das informações qualitativas e reconhecimento dos gargalos. Além disso, foi possível identificar os riscos dos custos e impactos que sua alternância pode trazer ao empreendimento.

3. RESULTADOS

Através de pesquisa encontraram-se os alguns incentivos fora e dentro do país, bem como os custos que influenciam o resultado do investimento:

3.1. Incentivo Internacional

Os planos e incentivos fiscais em todo o mundo foram cruciais para fomentar o crescimento do mercado de geração de energia eólica. Seguem os Sistemas mais utilizados na América e Europa:

-Sistema Feed-In – O preço do gerador é vendido a um preço fixo garantido por contrato por prazo determinado, o que em geral é mais atraente do que os preços praticados por vias convencionais. No Brasil ele foi estipulado em 2001 pelo Proinfa, mas não tem sido mais utilizado.

-Sistemas com Cotas com Certificados Verdes – Também conhecido como Renewable Portfolio Standard (RPS), Renewable Energy Certificate (REC), Renewable Purchase Obligation (RPO) e Renewable Obligation Certificate (ROC). O certificado verde serve para promover receita adicional e esta ligada que uma cota da geração deve estar ligada a fonte renovável os EUA tem praticado esse incentivo amplamente.

-Project Finance - Conforme exposto por SANTOS NETO (2003), project finance é um dos mecanismos mais recorrentes para obter recurso privado para investimentos em infraestrutura. Ainda segundo o autor, project finance é uma forma de captar recursos para financiar um projeto de capital economicamente separado, onde os financiadores veem o fluxo de caixa do empreendimento como fonte primária dos recursos para saldar os empréstimos e fornecer o retorno sobre o investimento. O financiamento é baseado na capacidade de pagamento demonstrado pelo fluxo de caixa estimado, logo, as receitas que serão geradas durante a operação é que irão amortizar o empréstimo.

Segundo KAYSER (2013), a Europa através de um projeto chamado “Europe 2020 Project Bond Initiative” do European Investment Bank (EIB) está estimulando o investimento privado em projetos de energia em larga escala através de apoio a garantias e créditos visando a redução do risco do investimento. Além disso, projetos de reforma legal serão implementados com o intuito de que um número maior de empresas possam aderir ao programa.

Segundo ICHNIOWSKI (2014), a preocupação em estruturar e ampliar o project finance em obras de infra-estrutura também é uma medida que tem sido implementada no EUA em 2014. Com o intuito de estimular e fortalecer a parceira pública com o setor privado de investidores, estão sendo propostas novas formas de financiamento do governo federal e incentivos fiscais municipais, um dos programas é a emissão de títulos de obras de infraestrutura pública, sem data de vencimento e sem limites de emissão.

No Project finance o empreendimento se auto financia, há um menor comprometimento dos sócios, não precisa de garantias reais e pessoais, os balanços dos empreendedores ficam menos endividados, há transparência sobre os resultados do empreendimento, liquidez das garantias prestadas ao financiador e por isso passou a ser cada vez mais usado.

3.2. Incentivo Nacional

Os custos para implantação de um parque eólico dependem totalmente dos incentivos e políticas adotadas pelo governo.

Além do PROINFA e REIDI já citados temos o BNDES que tem apoiado o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e que foi fundado pelo governo em 2007 com o intuito de estimular o investimento privado e público em empreendimentos de infra-estrutura. O BNDES atuou no PAC 1 de 2007 a 2011, no PAC 2 de 2011 a 2014 e a partir de 2015 destaca-se o início da fase do PAC 3. A partir do PAC o Banco veio concedendo melhores condições para os financiamentos ao setor de infraestrutura e em especial o de energia renovável.

O melhor cenário para empreendimentos de longo prazo, no caso os eólicos, são de financiamentos de juros moderados e cobrados em longos prazos, segundo Monetti (2011), em economia avançada os empreendedores conseguem criar portfólios, uma vez que financiam 90% da necessidade e pagam em ciclos de 20 a 30 anos, porém no Brasil as estruturas de obtenção de recursos ou fundings são conservadoras e tem o BNDES como um dos principais apoiadores.

Para financiamentos de longo prazo de infraestrutura no segmento de atuação em energia, existem duas possibilidades, a primeira para financiamentos de até R\$20 milhões e a segunda para financiamentos acima desse valor.

Para valores acima de R\$20 milhões: Para o não automático, ou seja, acima de R\$20 milhões, o custo financeiro é baseado na Taxa de juros de longo prazo (TJLP) que tem vigência trimestral e é calculada através da meta de inflação e do prêmio de risco. Para o ano de 2015 apontava-se o percentual de 5,5% do TJLP, porém estamos na marca de 7%. Em relação as demais condições, temos as mesmas regras que são as aplicadas para o financiamento BNDES Finem que tem um item específico para energia renovável, de remuneração básica de 1,5% a.a. para micro, pequenas e médias empresas e a partir de 1,2% a.a. para médias-grandes e grandes empresas. Há ainda a taxa de risco de crédito que é 1% a.a. para estados e municípios e de até 4,18% a.a. para os demais e é estipulado conforme o risco de crédito do cliente. Portanto a taxa de juros aplicada é a somatória do custo financeiro mais remuneração básica do BNDES e mais a taxa de risco de crédito. Ainda para o caso do empreendimento ter sido realizado em leilão antes da entrada do programa, podem ser usadas as condições financeiras do acordado.

A participação máxima do BNDES em eólicas é de até 90% do valor para ambos os casos, superior ao de outros empreendimentos de infraestrutura que variam de 75 a 85% (BNDES, 2015). Porém, baseado no histórico de que os projetos eólicos em 2014 receberam por volta de 56% do funding do empreendimento, vamos colocar o percentual de 50%, pois é mais seguro. Uma prerrogativa do project finance do BNDES é que o capital próprio dos sócios deve ser de pelo menos 20% do investimento total do empreendimento.

Conforme a revista do BNDES (2015), de 2003 a 2012 o BNDES financiou em eólica o montante de R\$ 9,8 bilhões, no ano de 2013 aprovou R\$ 3,6 bilhões e no ano de 2014 teve um aumento de 83,3% em relação ao ano anterior e fechou com R\$ 6,6 bilhões de financiamento para parques eólicos, o equivalente a 2,6 GW de potência instalada e coloca o Brasil entre os cinco maiores investidores globais em energia renovável. Portanto o BNDES apoiou a totalidade de R\$ 20 bilhões para 7,3GW em empreendimentos em eólica.

3.3. Custos

Os custos para implantação de um parque eólico dependem totalmente dos incentivos e políticas adotadas pelo governo. Segundo BRACIANI (2011), o custo na implantação é composto por custo de projeto, infraestrutura, equipamentos, financeiros e linhas de transmissão.

O custo depende do quanto a logística esta desenvolvida, dos incentivos fiscais e das ofertas de fabricantes nacionais de aerogeradores e importadores.. (RIBEIRO,2013).

O meio de avaliar o custo de implantação de um empreendimento eólico se dá por calcular o custo do investimento (R\$) por potência instalada em quilowatt gerado (kW), sendo expresso em R\$/kW. Segundo FADIGAS (2011), o custo de implantação (R\$/kW) considera as despesas de construção da usina, que incluem:

1-Compra, transporte e instalação dos equipamentos, incluindo estoque de peças de reposição. Na implantação o maior desembolso será dado na aquisição dos equipamentos, ou seja, no aerogerador. O avanço da tecnologia permitiu que o fator de capacidade aumentasse tornando o custo competitivo com as geradoras hidroelétricas e termoeétricas.

No PROINFA, com o intuito de formentar a economia interna, foi estipulado que seria necessário que os serviços e componentes na construção da usina eólica fossem de no mínimo 60% provenientes de empresas nacionais na primeira fase do programa e 90% na segunda fase. (RIBEIRO,2013). No momento estamos com 80% de nacionalização.

Os aerogeradores representam 75% do custo total de implementação do empreendimento. (RIBEIRO,2013). Em 2008 e 2009 muitos fabricantes vieram para o Brasil por se tratar de um mercado promissor e em 2011 com a taxa de câmbio em baixa foi possível importar equipamentos a preços mais competitivos (RIBEIRO,2013).

A fonte eólica tem isenção definida do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) para aerogeradores, torres e acessórios (RIBEIRO,2013).

A geração eólica não apresenta custo com combustível, mas demanda de um valor alto de investimento para a compra das turbinas, fundação e conexão da rede. Conforme podemos ver nos últimos leilões do ACR a fonte eólica tornou-se mais competitiva, isto graças ao progresso tecnológico que elevou o fator de capacidade de geração e pela queda de preços dos equipamentos eólicos, em especial os aerogeradores.

2-Acessos.

Custos com a aquisição da área e de todas as dificuldades para acessa-la, incluindo as obras de acesso e rodoviárias deverá ser estimado na fase de projeto. São os custos com os acessos, estradas e obras civis para bases dos aerogeradores. Estes custos deverão ser projetados na fase de projeto, pois a característica física do tipo de aerogerador a ser instalado influenciará diretamente a infraestrutura. (BRACIANI, 2011). Uma das vantagens econômicas dos parques eólicos é de que o terreno pode ser ocupado para a pecuária ou agricultura.

3- Custos de Planejamento.

Planejamento e todos os custos com levantamentos topográficos, projetos, seguros, licenciamentos, financiamentos para a produção, consultoria, cálculos, suporte jurídico e contábil, análises de viabilidade técnica, financeira e ambiental.

Segundo CUSTÓDIO (2009), a implantação de uma usina eólica requer projetos específicos que determinarão sua viabilidade econômica e questões operacionais. Segundo o autor, os parâmetros necessários ao projeto de uma usina eólica são estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento, estudo da disposição dos aerogeradores na matriz eólica e estudo da conexão da matriz eólica com a transmissão ou distribuição.

4- Custo de construção, fundação e instalação, inclusive das áreas de suporte como operação e manutenção.

5-Custo com a conexão ao sistema elétrica, enfim toda a instalação ao ponto de deixa-la para operar incluindo o comissionamento.

“Uma alternativa para diminuir esse custo é a construção dos parques eólicos próximos às redes de transmissão existentes, já que, a energia eólica está sendo usada como complemento frente à geração hidráulica” (BRACIANI, 2011). Segundo CUSTÓDIO (2009), mediante dados de parques eólicos implantados a distância média é de 30 Km, onde para esta distância o custo incide 7% sob a construção.

6- Custos de operação e manutenção.

Os custos com operação e manutenção (O&M) ficam por volta de 20 a 25% do custo total por kWh produzido por uma turbina durante o seu período de vida. Estes custos dependem da idade da turbina e não são passíveis de prever, eles incluem o reparo, a manutenção regular, as peças de reposição, o seguro e a gerência (RIBEIRO,2013).

O fator de capacidade na Europa varia de 30 a 40%, no Brasil o índice é de 45%. Ainda que o fator seja mais alto que o Europeu, é ainda mais baixo do que as das outras fontes.

Temos a evolução dos custos operacionais com o decorrer dos anos destacando que a correção corretiva aumenta consideravelmente a partir de uma década. O principal item de atenção no custo da operação e ter a eficiência do sistema, lidando com a manutenção e a geração. Em geral a manutenção deve ser escalonada e em período de ventos mais fracos, a fim de diminuir a perda da produção (BRACIANI, 2011).

7-Custo com Inflação.

Segundo AGUIAR (2007), outra variável a ser levada em consideração é a volatilidade da inflação, que não adere ao ambiente planejado, sendo assim, implica nos custos de implantação, operação e manutenção no ciclo operacional. Nem sempre as receitas e custos acompanham os índices de ajustes pré-determinados.

Além disso, como o encaixe de receitas ocorre em bases mensais e o reajuste para recomposição do poder de compra da tarifa ocorre em períodos anuais, existe perda de valor real das receitas do gerador ao longo de um ano. Estas perdas podem gerar impactos na rentabilidade do empreendedor, a depender também da intensidade e do comportamento mensal do fluxo de evolução da inflação.

A evolução da taxa de cambio pode também trazer impactos à rentabilidade do empreendedor, a depender do peso dos itens a serem adquiridos em moeda estrangeira no orçamento de implantação e das contas de operação e manutenção, bem como na cesta de custos financeiros, caso parte da dívida contraída e esteja indexada à moeda estrangeira.

Em geral, riscos de exposição à variação cambial são mais significativos durante os anos de implantação do projeto, uma vez que partes dos equipamentos eletromecânicos incorporados ao empreendimento podem ser 20% adquiridos no exterior.

4. DISCUSSÃO

Os investimentos de Real Estate são de empreendimentos que em geral requerem alto investimento, baixa flexibilidade e resultados em longo prazo. Como são de longos horizontes, existe uma maior incerteza nas suas variáveis. Muitas vezes ocorrem desvios de rota quando dependem do fator ambiente e o monitoramento é baixo ou nulo. Nas questões estruturais o monitoramento às vezes é limitado (ROCHA LIMA JR., 2011).

Existe um ciclo de alimentação de informação no planejamento energético, a EPE através dos seus estudos de vários prazos orienta os leilões e os contratos firmados neles. Os negócios fechados se tornam indicadores no cenário de oferta e demanda a longos e médios prazos para os próximos estudos. Além disso, os subsídios fornecidos pelos estudos servem de orientação aos investidores, sobre quais possibilidades de geração serão levadas a leilão (PNE, 2030).

Com base nessa premissa, analisamos o que o planejamento busca informações para balizar o custo teto imposto nos leilões. Segundo BRACIANI (2011), “Neste sentido, viabilizar ou conduzir um empreendimento sem noção mínima dos riscos envolvidos é inviável, assim como avaliar e trabalhar com todos os riscos. É necessário, localizar um ponto ideal de conhecimento, ou seja, saber que riscos são relevantes e até onde se deve examinar cada um ou em que grau investir no estudo de cada um.”

Segundo CRACIUN (2011), há quatro tipos de riscos gerais que afetam os investimentos em infraestrutura a nível global:

-Riscos macroeconômicos: são riscos que as empresas não podem controlar e que incluem fatores políticos, naturais ou financeiros (como as taxas de juros, taxas de câmbio). No caso Brasileiro estamos com taxas e inflações maiores. O TJLP passou de 5,5% para 7,0%.

-Riscos regulatórios: são riscos de mudanças na regulação da legislação ou tributação. Os incentivos fiscais mantém os mesmos desde o lançamento do Proinfa.

-Riscos de mercado: são riscos relacionados a concorrência e demanda do mercado. No caso do Brasil, como a geração é eólica, estamos em ascensão.

-Risco de recursos: são os riscos pertinentes a falta de disponibilidade de recursos naturais, no caso o dos ventos e algo em que o empreendedor é totalmente dependente.

Segundo CRACIUN (2011), outros autores classificam ainda mais alguns riscos específicos para infraestrutura:

-Riscos técnicos, relacionados com a concepção e construção do empreendimento. Algo em que o empreendedor domina, portanto ativo no processo.

-Risco de construção, devido a defeitos de fabricação, problemas com mão de obra, atraso ou má qualidade dos insumos e de atrasos na execução.

-Riscos operacionais, relacionados ao risco de ultrapassar o custo previsto para a operação e manutenção.

-Risco da Receita, relacionado ao risco do preço acordado em contrato no leilão ser coerente (bem regulado e volátil) com o que vai ser praticado na operação.

-Riscos ambientais, relacionados aos efeitos negativos que o investimento pode ter sobre o meio ambiente.

-Risco de logística refere-se ao transporte e as ligações de acesso aos parques geradores, que são em sua maioria precárias. Um dos itens que precisa ser levado em consideração é o transporte. (RIBEIRO,2013).

Além disso, segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), a sistemática atual dos leilões esta desalinhado com a localização das fontes primárias. Os leilões levam em consideração quem concorre com o menor preço, mas ainda esta aquém de considerar as vantagens especifica de cada fonte com sua localização e distribuição de carga (RIBEIRO, 2013).

Este desalinhamento geram algumas distorções e para isso cogitam-se leilões regionais ou por fonte de energia, com o intuito de reduzir o investimento na transmissão e aproximar a geração dos centros de carga. Além disso, os leilões por fonte de energia diminuiria como é atualmente, que acaba por estimular a competição entre as diversas fontes de energia quando estão num mesmo leilão, segundo RIBEIRO (2013).

Segundo a ABEEOLICA (2015), a decisão dos investidores tem sido afetada pela somatória destas influências como Custo Brasil que hoje se encontra em 32%, sendo que 80% dos equipamentos devem ser nacionalizados. Os outros 20% é impactado pela taxa de câmbio e com o constante aclave do dólar, a importação é afetada.

Segundo a análise da ABEEOLICA (2015), ocorreram custos de câmbio, equipamentos, CAPEX, financeiro e do BNDES que elevariam o custo para R\$207,40, em vez do anunciado pelo Governo para o Leilão A-3 marcado para o dia 21 de agosto de 2015 de R\$ 184,00.

5. CONCLUSÃO

Quando falamos do reconhecimento das etapas, é possível criar meios de mitigação dos riscos, estratégias de desenvolvimento e métodos de controle. Quando nos referimos as variáveis, elas podem ser passivas ou ativas. As passivas referem-se as variáveis do ambiente, como inflação e preços de insumos. As ativas são variáveis do empreendimento, como a produtividade que é estrutural e monitorável. Quando ocorrem desvios na produtividade (produção) não é possível corrigi-los, mas compensa-los com certo grau de incerteza se será possível compensar. As incertezas sempre existirão, até porque faz parte da natureza do setor tê-las (ROCHA LIMA JR., 2011).

O custo estipulado pelo Governo no LER de 2014 estipulava o preço teto de R\$144,00, com todos os acréscimos necessários fica evidente que o valor de R\$ 184,00, exigirá do empreendedor controle rígido e propensão ao risco.

6. REFERÊNCIAS

AGUIAR F., F. L. *Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica*. São Paulo, 2007. 198p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

_____. ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica – 3 Edição: Ano base 2008*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 05 jun.2015.

BNDES - Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_vapor_renovavel.html> Acesso em: 09 jun.2015.

BRACIANI, U. *Estrutura de Custos para Implantação das Usinas de Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Florianópolis. 2011. 85 páginas

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE - Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=fw66qp2z0_57&_afLoop=1811220562390291> Acesso em: 15 jun.2015.

CRACIUN, M. *A New Type of Risk in Infrastructure Projects - Modern Economy*, 2011, Vol.02(04), p.479 .

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009

_____. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em <www.epe.gov.br> Acesso em: 07 jun.2015.

FADIGAS, E. A. F. A. . *Energia Eólica*. 1. ed. São Paulo: Manole, 2011. v. 1. 282 p.

_____. Ministério de Minas e Energia – MME - Disponível em:

<<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional;jsessionid=AFF7B8A88CAFC408A9581088E289536E.srv154>> Acesso em: 10 mai 2015.

_____.Portal Abeolica - Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/>> Acesso em: 05 dez.2014.

ROCHA LIMA, J. , AGUIAR F., F. L., MONETTI, E. Real Estate – *Fundamentos para Análise de Investimentos*, 2011, 440p. São Paulo. Editora Elsevier.

RIBEIRO, M. N. *Comercialização de energia eólica no Brasil: desenvolvimento de sistemas de apoio em leilões para agentes geradores*, 2013. 145p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.