

## **4. Especificidades do Segmento Eólico Brasileiro**

O presente capítulo busca apresentar quais os principais riscos e fontes de incertezas inerentes aos projetos eólicos no mercado regulado brasileiro, e seus respectivos mitigadores. Cada tópico deste capítulo representa um aspecto relevante do risco a que estão expostos projetos de geração eólica no mercado regulado brasileiro. Ressalta-se que os riscos estão sendo considerados aqui de forma consolidada para fins didáticos em: risco de conclusão, operacional, mercado, financeiro e geração efetiva abaixo do esperado e não mais segregados em 16 categorias como no referencial teórico Tinsley (2000).

O processo será desenvolvido através de uma análise de sensibilidade sob seu aspecto econômico-financeiro, através da utilização de um exemplo numérico real, com o objetivo de mapear os riscos e auxiliar o empreendedor no processo de planejamento e implantação do seu empreendimento eólico.

Cabe ressaltar que as operações, sob o ponto de vista do financiador, têm como premissa a sua estruturação sob a modalidade *Project Finance*, devido às características econômicas destes projetos, com a obtenção dos benefícios intrínsecos a este modelo, ressaltando que estes mesmos benefícios não seriam viáveis numa tradicional captação corporativa direta.

### **4.1. Requisitos para Estabelecimento de Central Eólica no Brasil**

A outorga de Centrais Geradoras Eólicas, conforme o artigo 6º da Resolução nº 391/2009, a serem protocolados na Aneel, é recebida por meio de Despacho e possui a finalidade de permitir que o agente interessado realize a consulta de acesso às concessionárias de distribuição e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, além de permitir a solicitação de licenças e autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e demais órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal.

Após a publicação do Despacho de que trata o artigo 6º, o interessado poderá empreender as ações necessárias à implantação do empreendimento, inclusive iniciar a sua construção. Para continuidade do processo, todos os empreendedores que objetivam implantar parques eólicos no Brasil devem fornecer os seguintes documentos para obtenção da outorga:

- Memorial descritivo do projeto;
- Licença ambiental prévia, que no caso de leilão, pode ser apresentado apenas o protocolo no momento do cadastramento e a própria licença em até 35 dias antes da data de realização do leilão;
- Parecer de acesso, que em se tratando de leilão, pode ser apresentado o protocolo da solicitação de acesso no momento do cadastramento e o parecer em até 45 dias antes da data de realização do leilão;
- Certificado de consistência das medições anemométricas;
- Direito de usar ou dispor do local da Central Eólica e seus anexos;
- Declaração da quantidade de energia a ser disponibilizada ao SIN;
- Declaração dos aerogeradores novos e procedimentos de rede do ONS ;
- Declaração da não participação da Entidade Certificadora;
- Declaração de participação na ICG, no caso de participação em leilões;
- Estudos e relatórios de Impacto Ambiental.

Adicionalmente, para mitigação dos riscos de geração abaixo do esperado, risco relevante na implantação de um parque eólico devido a sua vinculação a um contrato de 20 anos, o regulador traz como requisitos para certificação da consistência das medições anemométricas as seguintes regras:

- Torres anemométricas com a ficha técnica completa da torre;
- Medições anemométricas com:
  - Torre dentro de um raio de 6 km a 10 km do parque eólico (Port. MME 29/2011);
  - Ambiente Livre: Período de medições compatível com a Resolução Normativa Aneel 391/2009;
  - Ambiente Regulado: não inferior a 24 meses (Port. MME 29/2011);
  - Medições em duas alturas distintas, não inferior a 50m (Port. MME 29/2011).

- Certificação de Produção Anual com:
  - A lista dos parques eólicos vizinhos, já autorizados pela Aneel, dentro da distância de 20 vezes a altura máxima da pá do aerogerador (Res. 391/2009);
  - Incerteza padrão na produção anual; P50 e P90 para 20 anos, produção certificada mensal considerando degradação das pás, perdas dinâmicas (próprias e vizinhas), densidade do ar;
  
- Serviço deve ser prestado por entidade certificadora que já tenha realizado nos últimos seis anos, pelo menos cinco certificações de dados de medições dos ventos e de geração eólica para projetos nacionais ou internacionais que estejam em construção ou em operação de, ao menos, três proprietários distintos;
  
- Declaração da Quantidade de Energia a ser disponibilizada:  
(Portaria MME nº 92, de 11 de abril de 2006 )

- Produção Garantida:

$$\text{ProdGm} = \text{ProdCm} (1 - \text{TEIF}/100) (1 - \text{IP}/100) - \text{Pm}$$

Onde:

$\text{ProdGm}$  : Produção Garantida, no mês “m”, em MWh;

$\text{ProdCm}$  : Produção Certificada, no mês “m”, em MWh;

TEIF: valor esperado da taxa de indisponibilidade forçada em %;

IP: valor médio da taxa de indisponibilidade programada, em %;

$\text{P}_m$ : Perda mensal de energia decorrente da soma do consumo interno e da perda de energia até o ponto de conexão com a rede, em MWh

- Garantia Física:

$$\text{GF} = \sum \text{ProdGm} / 8760 \text{ h Mw médios}$$

Cabe ressaltar que as perdas na rede desde o “ponto de conexão” até o “centro de gravidade” do submercado não devem ser abatidas da Produção Garantida, mas deverão ser consideradas pelo empreendedor na energia ofertada, pois o “ponto de entrega” da energia contratada é o “centro de gravidade” do submercado.

- Direito de usar ou dispor do local da Central Eólica:

- Imóvel próprio: apresentar matrícula do Registro Geral do Imóvel – RGI emitido até 30 dias da data de cadastramento na EPE;
- Imóvel de terceiros: apresentar instrumento contratual que vincule o uso e disposição do local a ser destinado ao empreendimento (ex. contrato de cessão de direito de uso), RGI com averbação expressa do instrumento contratual;
- Para ambos os casos devem ser apresentados o Cadastro e Registro de Imóveis Rurais - CCIR emitido pelo INCRA, prova de quitação do Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural - ITR correspondentes aos 05 exercícios anteriores;
- Os imóveis devem, necessariamente, estar georeferenciados de acordo com a Norma Técnica do INCRA para Georeferenciamento de Imóveis Rurais.

Ressalta-se, que no caso de empreendimentos sob controle estrangeiro, deve-se solicitar requerimento ao INCRA, conforme a Instrução Normativa Conjunta nº 1 de 27 de setembro de 2012, que estabelece os procedimentos administrativos para autorização de aquisição ou arrendamento de imóvel rural por pessoa estrangeira, segundo a Lei nº 5.0709/71. Podendo ser usado, para se evitar o referido processo, o contrato de cessão de direito de uso, com cláusulas de eficácia perante terceiros e sucessores legais, para resguardar o empreendedor durante todo o período do contrato.

#### **4.2.**

#### **Sistema Integrado Nacional – SIN e a Restrição de Conexão**

O SIN é formado pelas empresas que compõem os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do Brasil. Cabe ressaltar que a operação do SIN é feita sob a responsabilidade do ONS.

Ele se caracteriza como um sistema hidro-térmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas, interligado por linhas de alta tensão. As termelétricas cumprem a função de suporte emergencial do sistema. Aproximadamente 3% da capacidade de geração de energia elétrica do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados

principalmente na região amazônica. No sistema há uma predominância das hidrelétricas e nos sistemas isolados predominam as termelétricas.

A Figura 1 representa o SIN – Sistema Integrado Nacional e a sua malha de linhas de transmissão:

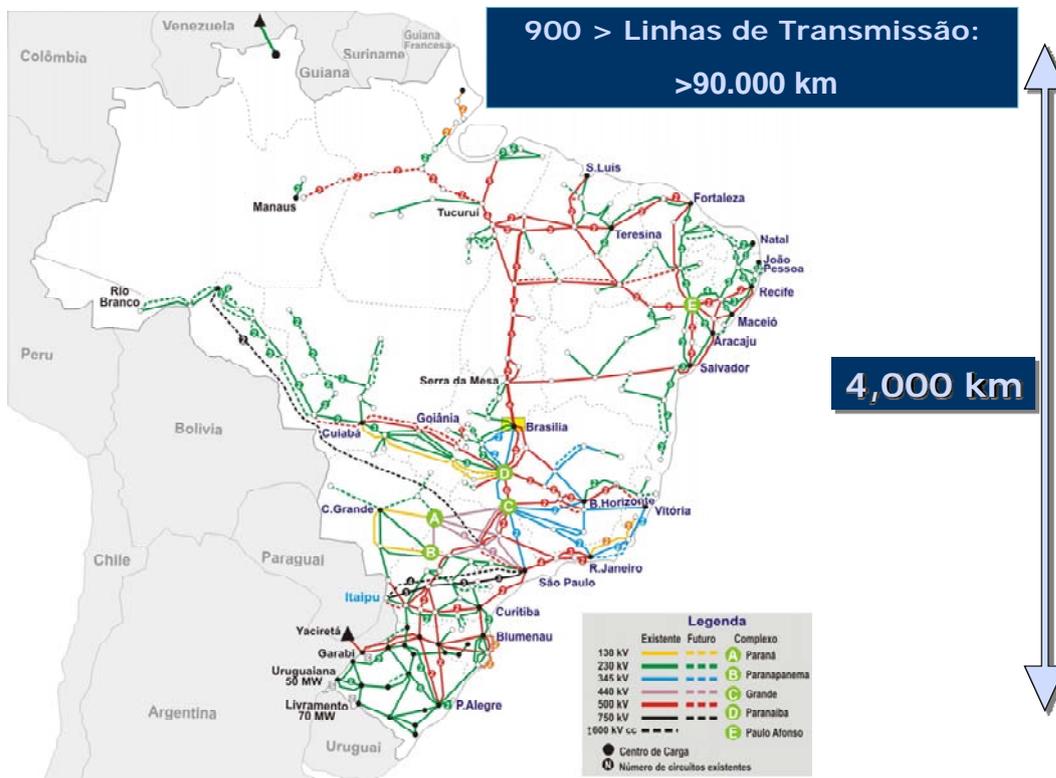


Figura 1: Mapeamento das Linhas de Transmissão do SIN

Fonte: ONS (2010)

#### 4.2.1. Modelos de Conexão – Redes de Transmissão, Distribuição e ICG

Todos os projetos de geração, inclusive as eólicas, precisam obter previamente a sua operação comercial um parecer de acesso ao ONS no caso de conexão à rede básica/ sistema de transmissão ou à concessionária de distribuição local no caso de conexão à rede de distribuição.

O custo da conexão à rede básica é prefixado e atualizado periodicamente a partir dos dados da AMSE<sup>1</sup>, a cargo do ONS e envolve basicamente os

<sup>1</sup> Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão

cálculos dos valores mensais das receitas dos prestadores do serviço de transmissão (agentes de transmissão e ONS) e os encargos de uso do sistema de transmissão – EUST, a serem cobrados de cada usuário do SIN. Portanto, o seu reajuste anual varia de acordo com o uso da rede. Ela caracteriza uma opção mais conservadora e segura, porém torna o projeto menos competitivo devido ao aumento de custo para a construção de linhas de transmissão exclusivas mais longas.

Para a formalização deste processo são assinados o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, o qual é celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão representadas pelo ONS, e os usuários da Rede Básica. Os Contratos de Conexão podem ser de três tipos: Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão - CCT, Contratos de Compartilhamento de Instalações - CCI e Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - Termo de Ajuste - CCT-TA. Eles são celebrados entre as concessionárias de transmissão e os agentes contratantes, tendo o ONS como interveniente.

O custo da conexão à rede de distribuição constitui uma opção com maior risco em comparação à conexão à rede básica, pois o seu componente de custo TUSDg não é prefixada, além de ter a possibilidade de esgotamento da capacidade da subestação da distribuidora. Em alguns casos há a necessidade de ampliar o Bay de conexão da subestação, além de adicionar mais transformadores para poder receber essa nova carga de energia. Para sua formalização devem ser assinados previamente o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e o Contrato de Conexão de Distribuição – CCD.

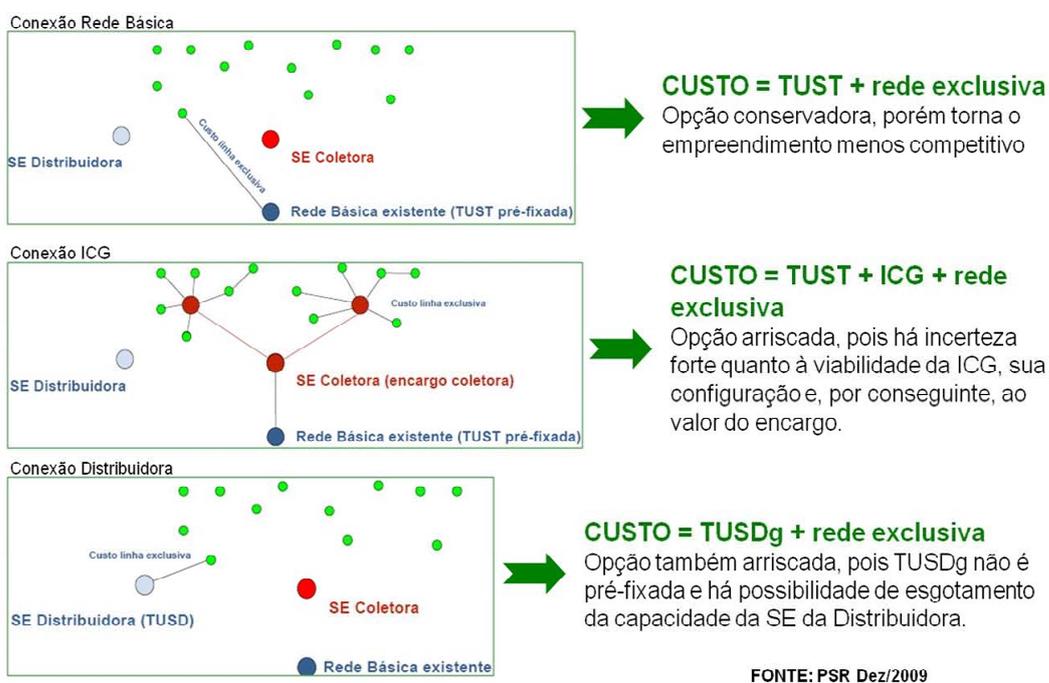
Existe ainda uma terceira opção criada principalmente para viabilizar projetos de geração em áreas carentes de sistema de transmissão, considerados fim de linha. Essa opção é especialmente importante para a viabilidade de projetos eólicos, principalmente no interior e litoral do nordeste brasileiro, a ICG.

A ICG representa uma opção mais arriscada que as demais, devido a situações como o descompasso entre os leilões de geração e da transmissão, além das incertezas para os empreendedores quanto ao seu local, configuração, viabilidade e encargos. Estas incertezas geram atrasos em relação à construção das linhas, bem como atrasos na negociação dos terrenos que na eventualidade de fracasso negocial, deve buscar o moroso caminho judicial da DUP –

Declaração de Utilidade Pública. É notório o prejuízo desta sistemática, em relação à entrada em operação comercial, para os empreendimentos que devem se conectar às ICGs.

O custo neste caso é representado pela TUST, pelo custo da ICG, além do custo da rede exclusiva do empreendimento que deve esperar a resolução das incertezas para início da obra.

Para melhor visualização a Figura 2 busca retratar o processo técnico de conexão das três opções:



**Figura 2: Esquema Técnico das Opções de Transmissão e Conexão do SIN**

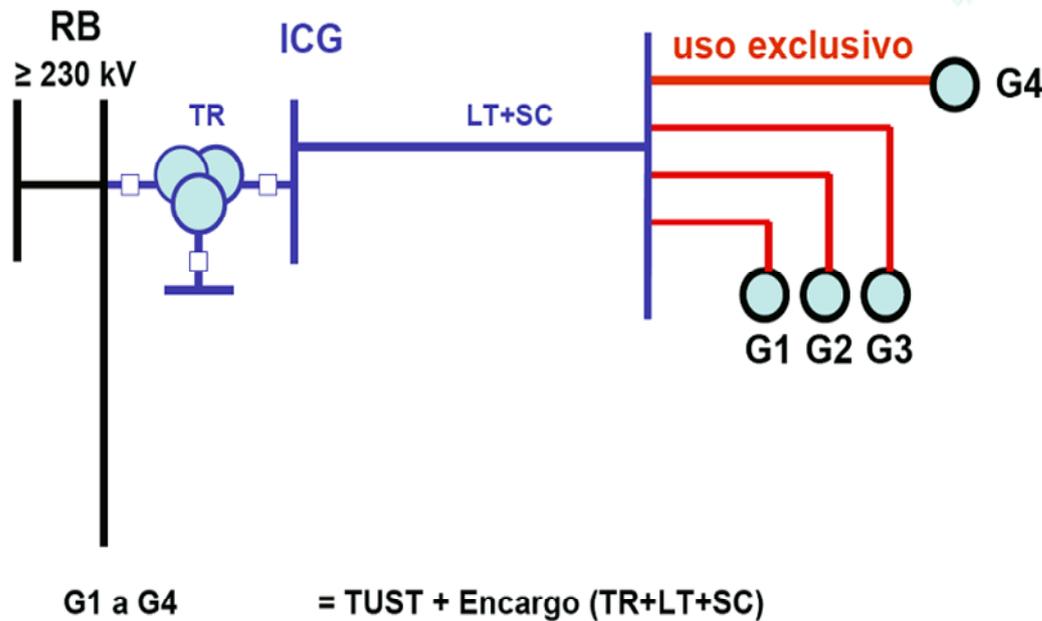
Fonte: EPE, PSR

Como as ICGs - Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada representam uma opção de conexão relativamente nova no SIN, criada pelo Decreto 6.460/2008, cabe caracterizá-la para melhor entendimento desse tema tão atual na indústria eólica.

A Resolução Aneel 320/2008 no seu art 2º a caracteriza como: “...as instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica,

definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de Rede Básica para duas ou mais centrais de geração”.

A Figura 3 demonstra esquematicamente uma ICG para uma melhor visualização de como se opera a conexão dos parques a este ponto de conexão:



**Figura 3: Esquema Técnico de uma ICG**

Fonte: Diretoria Planejamento Energético - EPE

#### 4.2.2. ICG e os Leilões

No cadastramento dos parques eólicos para os leilões de venda de energia, o empreendedor deve indicar um ponto de conexão e para este ponto apresentar a Informação de Acesso do ONS ou Distribuidora. Caso essas opções de conexão não sejam vantajosas, devido principalmente à necessidade de longas linhas de transmissão de interesse exclusivo, com um conseqüente aumento de custos para o projeto e uma difícil negociação dos terrenos para servidão de passagem devido à falta de registro dos imóveis, principalmente na região nordeste do país. O empreendedor, no processo de cadastramento nos leilões, pode indicar à EPE seu interesse em conectar-se a uma ICG.

A EPE, para os vencedores do leilão, apresenta estudo para licitação da expansão da transmissão, com dimensionamento das ICGs. Cabe ressaltar o risco de atraso relacionado à implantação das ICGs devido ao longo processo de licitação e o descasamento com o cronograma dos leilões. No entanto, os contratos de venda de energia eólica no âmbito dos Leilões de Reserva possuam cláusula de isenção de penalidades aos empreendedores eólicos que estejam aptos a entrar em operação comercial na data correta e não o façam por indisponibilidade de conexão.

Contudo, esta isenção não é tão líquida e certa, sendo somente aplicável aos leilões de energia de reserva, por este motivo a Aneel, em função dos atrasos na entrada em operação comercial das ICGs, no dia 26/06/2012, através do Despacho nº 2.117, descreveu quais deveriam ser os procedimentos necessários para que as Usinas que não puderam efetivamente entrar em operação comercial, devido aos atrasos das ICGs, obtivessem os Despachos da ANEEL atestando que estariam aptas para a entrada em operação comercial e conseqüentemente fazendo jus às receitas previstas nos Contratos de Energia de Reserva (CERs).

As cláusulas e anexos mencionados se referem especificamente ao 2º Leilão para contratação de Energia de Reserva, realizado em 2009 conforme o Edital de Leilão nº 003/2009-ANEEL e o seu respectivo Contrato de Energia de Reserva – CER.

Portanto, para receber a receita fixa prevista no Contrato de Energia de Reserva – CER sem a sua efetiva conexão, os empreendimentos deste certame devem cumprir os seguintes procedimentos:

- (i) aprovar os procedimentos constantes dos anexos I, II e III do CER, que deverão ser observados para que uma usina geradora de energia elétrica receba a certificação de que se encontra em condições de entrar em operação comercial;
- (ii) a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG é a responsável pela aferição do cumprimento dos requisitos constantes dos referidos anexos do Contrato de Energia de

Reserva e pela expedição do correspondente Despacho atestando a condição de “apta a entrar em operação comercial”;

- (iii) as usinas vendedoras no 2º Leilão para contratação de Energia de Reserva, realizado em 2009 conforme o Edital de Leilão nº 003/2009-ANEEL, que forem sendo consideradas aptas a entrar em operação comercial, conforme disposto no inciso “ii”, farão jus ao recebimento da respectiva receita fixa de acordo com a Subcláusula 5.12 do Contrato de Energia de Reserva – CER;
- (iv) na situação constante do inciso “iii”, a quantidade de energia não fornecida, isenta de ressarcimento, será calculada conforme o anexo IV;
- (v) a partir da data de entrada em operação comercial das instalações de transmissão ou distribuição necessárias à conexão das usinas à rede, será apurada a quantidade de energia gerada, com os consequentes abatimentos previstos no CER, inclusive aqueles estabelecidos na Cláusula 11;
- (vi) as obrigações de pagamento referentes aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ficam mantidas;

#### **4.3.**

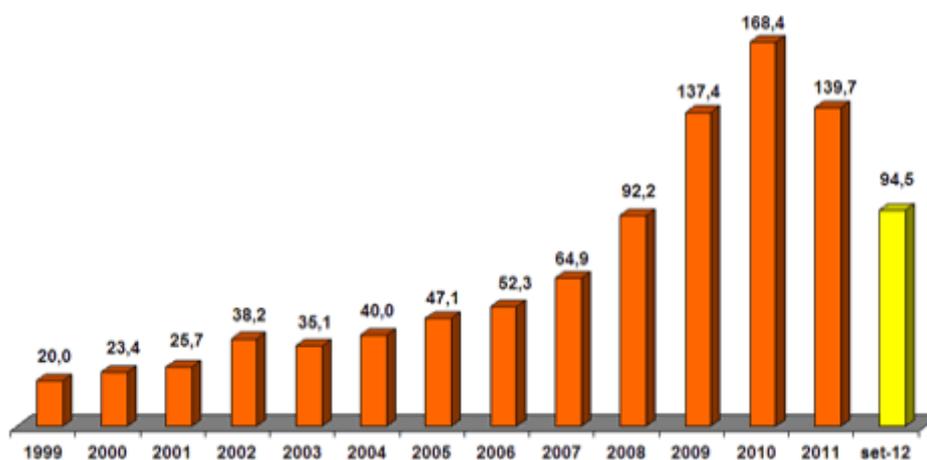
#### **O BNDES e o seu papel no Fomento à Atividade Econômica**

Criado em 1952, o BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social é uma empresa pública sob propriedade integral da União e instrumento chave na implantação da política industrial, infraestrutura e comércio exterior e se caracteriza como principal provedor de crédito de longo prazo no Brasil, representando o veículo de investimento da União. O banco é responsável por quase a totalidade dos investimentos em energia eólica, principalmente após a saída do BNB – Banco do Nordeste Brasileiro, segundo as diretrizes do governo federal brasileiro.

### 4.3.1. BNDES e o Histórico de Apoio a Atividade Produtiva

A crise financeira internacional de 2008, com sua conseqüente redução de liquidez, teve como resposta do Governo Federal o aumento do investimento por meio dos seus bancos públicos, com destaque ao BNDES. Para melhor representação do volume de desembolsos sob a responsabilidade do BNDES, o gráfico 24 apresenta a evolução dos desembolsos, com aumento proporcionalmente maior para sustentação do investimento durante o período de crise que ainda perdura no ano corrente de 2012:

Gráfico 1: Histórico e Evolução dos Desembolsos do BNDES



Fonte: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 11/12/2012.

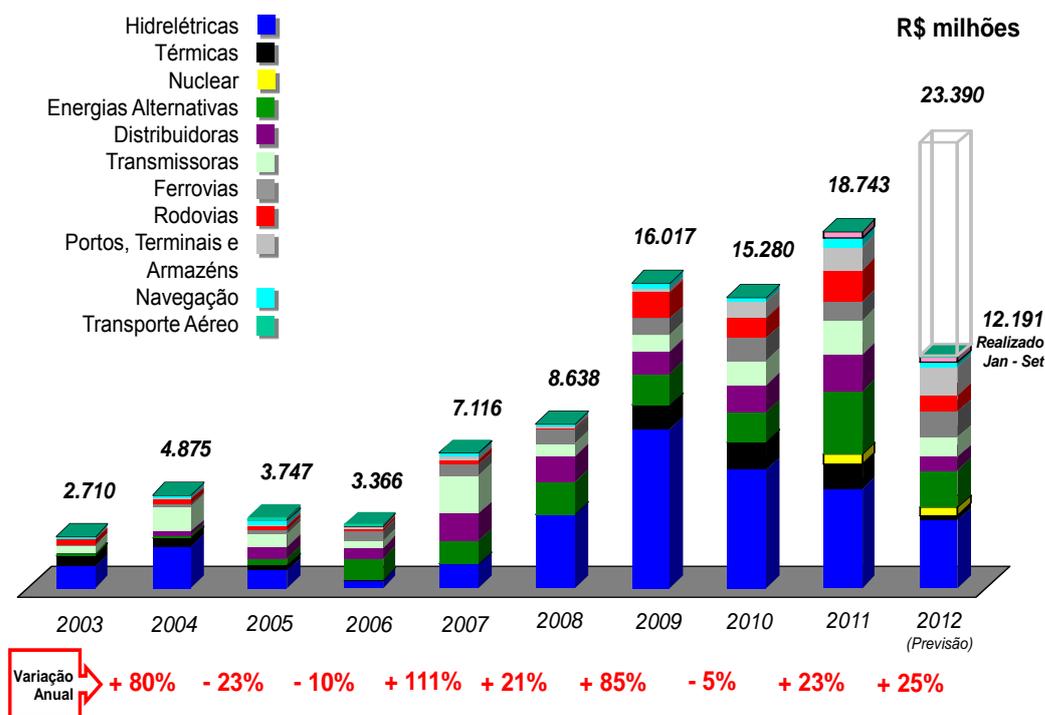
Segundo o relatório de desempenho, o BNDES desembolsou R\$ 94,6 bilhões entre janeiro e setembro do ano corrente de 2012, com alta de 3% na comparação com igual período de 2011.

Os setores da indústria e de infraestrutura, juntos, responderam por 68% do desembolso total do Banco. Para a indústria, o BNDES liberou R\$ 33,5 bilhões no período. Para a infraestrutura foram R\$ 31 bilhões, o que aponta para equilíbrio entre os dois segmentos.

A área do BNDES responsável pelo financiamento a projetos de geração de energia por meio da fonte eólica é a área de infraestrutura que, segundo a consultoria *Bloomberg Energy Finance* foi responsável por 35% do total desembolsado para o setor nos últimos 12 anos, totalizando 5 bilhões,

caracterizando-o como o agente financiador mais atuante no segmento eólico. O histórico de desembolso por tipo de investimento será apresentado no gráfico 25 para ilustrar em números a política de fomento a este setor econômico:

**Gráfico 2: Histórico e Evolução - Desembolsos do BNDES - Infraestrutura**



Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

### 4.3.2. BNDES e o Financiamento dos Projetos Eólicos no Brasil

Tratando especificamente da atuação do BNDES no fomento a fonte eólica e considerando os objetivos do governo federal quanto a: contribuição para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico; diversificação da matriz energética nacional e mitigação do risco hidrológico, devido à complementaridade sazonal; diminuição da dependência de combustíveis fósseis – operando na base e evitando o despacho das termelétricas; redução de impactos ambientais e emissões de gases poluentes (potencial de geração de CC); atração de investimentos na fabricação dos equipamentos; e, redução do

prazo de implantação em relação às hídricas, aumentando mais rápido a capacidade instalada do país.

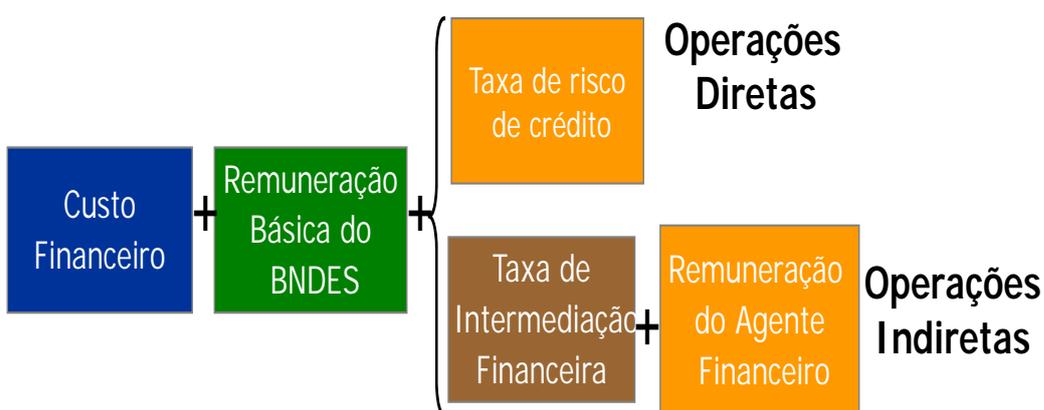
A Tabela 1 evidencia o incentivo implícito às fontes alternativas de energia, dentre elas, a fonte eólica, em conformidade com a política de planejamento energético do governo federal:

**Tabela 1: Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Condições de Financiamento**

Segmentos	Prazo de Amortização (até)	BNDES Participação (%)	Moedas Contratuais	Spread Básico (% a.a.)
1. Geração				
UTES (Carvão & Óleo)	14 anos	50	50% TJLP 50% TJLP+1% aa	1,8
Energias Renováveis	16 anos	80	100% TJLP	0,9

Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

O BNDES financia os projetos eólicos através do seu produto FINEM. O FINEM é composto por diversas linhas de financiamento, no qual os projetos eólicos se classificam na linha de Fontes Alternativas. Elas podem ser classificadas ainda como operações diretas ou indiretas que são operadas através do repasse de recursos a um agente financeiro credenciado. A Figura 4 resume o custo financeiro e seus respectivos componentes:



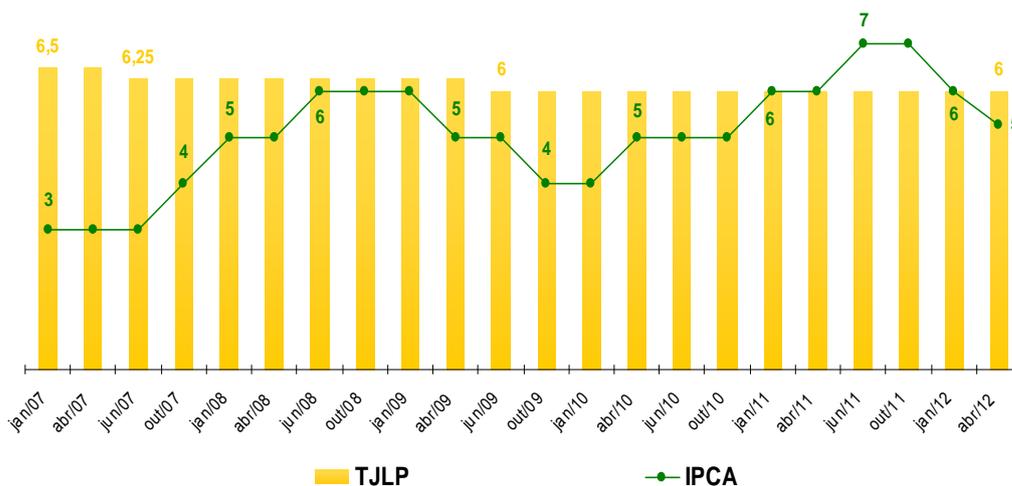
**Figura 4: Configuração das Operações do Produto FINEM**

Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

- Custo Financeiro:
  - TJLP,
  - IPCA + 7,496555% a.a.
  - Cesta de Moedas ou Dólar + 4,076258% a.a
- Remuneração Básica do BNDES = 0,9% a.a. a 1,8% a.a.
- Taxa de risco de crédito = 0,4% a 4,18% a.a. nas operações diretas.
- Taxa de Intermediação Financeira = 0,5% a.a.
- Remuneração do Agente Financeiro é negociada com o cliente, pois nesse caso de operações indiretas é o agente financeiro quem assume o risco de crédito.

O gráfico 26 é apresentado para melhor visualização do comportamento de ambas as taxas, TJLP e IPCA:

Gráfico 3: Comportamento da TJLP e IPCA



Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

Como formas de apoio financeiro existem o financiamento corporativo e o *Project Finance*, porém esta última prepondera de forma relevante em relação ao financiamento corporativo, dado o perfil dos projetos de geração de energia no mercado regulado brasileiro.

O *Project Finance*, neste caso, devido a sua alta alavancagem e longos prazos de amortização, viabiliza e fomenta a participação do capital privado na expansão da capacidade de geração do país, melhorando a capacidade de investimento do ente público em outras esferas. Promovem incidentalmente a

modicidade tarifária, através da redução de custo para o empreendedor, por meio de uma alta alavancagem, dentre outras variáveis, que permite lances mais baixos, com reflexo direto nas tarifas de energia.

Dado que o *Project Finance* se caracteriza como o financiamento de um projeto específico e não de todos os negócios da patrocinadora, por meio da segregação de custos, receitas e riscos do projeto em uma sociedade de propósito específico (SPE), cujos recursos são vinculados às atividades do projeto. Pode-se dizer que ela se baseia de forma precípua no fluxo de caixa futuro gerado pelo empreendimento, no qual o risco de mercado, ou seja, de não geração do fluxo de caixa é reduzido, por meio de um contrato de compra e venda de energia (PPA) de longo prazo, garantido pelas regras do leilão, que no caso da fonte eólica apresenta um prazo de 20 anos.

Como critério de análise do BNDES para financiamentos de projetos de energia eólica sob a modalidade *Project Finance*, além da vinculação e cessão das receitas futuras aos financiadores existem ainda as seguintes condições:

- fluxo de caixa suficiente para saldar financiamento com ICSD maior ou igual a 1,3 ou ICSD > 1,2 quando a TIR – Taxa Interna de Retorno do projeto for maior que 8% a.a.;
- capital próprio compatível com o risco do projeto, mínimo de 20%;
- risco
  - Classificação de risco do projeto
  - Qualificação dos acionistas
  - Exame da qualidade dos recebíveis
  - Constituição de um contrato EPC
- constituição de uma sociedade de propósito específico (SPE), sob a forma de sociedade anônima;
- exigência de estudos de ventos produzidos por no mínimo duas consultorias independentes;
- projeção de fluxo de caixa do projeto com geração de energia baseada no P90 com o fluxo financeiro ajustado às regras do PPA (contrato de compra e venda e energia), incluindo eventuais penalidades;
- equipamentos devem ser credenciados pelo BNDES com fabricação local e em conformidade com as novas regras da BNDES-FINAME, em relação a

sua respectiva etapa, na nova metodologia de aumento progressivo de conteúdo nacional dos componentes do aerogerador, para ser considerado financiável. A etapa inicial, referente ao credenciamento dos fabricantes, deve atender a pelo menos três dos quatro critérios listados a seguir:

- fabricação das torres no Brasil, com pelo menos 70% das chapas de aço fabricadas no país ou concreto armado de procedência nacional;
- Fabricação das pás no Brasil em unidade própria ou de terceiros;
- Montagem da Nacelle (parte principal do aerogerador) no Brasil, em unidade própria;
- Montagem do cubo (peça que envolve a Nacelle) no Brasil, com fundido de procedência nacional;
- *covenants* relacionados à performance do projeto, considerando as restrições de distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio;
- variáveis-chave para definição da alavancagem: preço; investimento/KW; fator de capacidade; custo O&M; relação P90 x energia contratada.

Além das condições acima, as operações de *Project Finance* requerem um pacote de garantias, principalmente durante a fase pré-operacional, logo, para estruturação de um parque eólico, faz-se necessário o oferecimento das seguintes garantias:

Fase de construção (pré-operacional): Garantia Fora do Projeto – Patrocinadores, Seguradoras, Instituições Financeiras, dentre outros participantes da estruturação do Projeto:

- fiança corporativa;
- fiança bancária;
- contrato de suporte de acionistas para a fase pré-operacional (sobrecusto);
- *Performace bond*.

Fase Operacional:

- penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de implantação do projeto, dos contratos de operação e manutenção, bem como dos contratos de conexão e uso do sistema de distribuição ou transmissão;
- cessão condicional dos contratos de cessão de uso do imóvel onde será instalada a central ou parque eólico;
- penhor das ações da proponente ao contrato de financiamento;

- cessão fiduciária de todos os recebíveis;
- penhor dos direitos emergentes das autorizações da ANEEL;
- penhor dos direitos creditórios do PPA<sup>2</sup> (contrato de compra e venda de energia);
- propriedade fiduciária das máquinas e equipamentos do Projeto;
- “Conta Reserva do Serviço da Dívida do BNDES”; e
- “Conta Reserva de O&M”.

Objetivando descrever o histórico de apoio do BNDES às fontes alternativas de energia, segue a Tabela 2, com a evolução das políticas operacionais da instituição, cujo intuito é reduzir o impacto no custo do financiamento e incidentalmente reduzir as tarifas de energia. Onde um menor custo projetado para o projeto possibilita ao empreendedor efetuar lances a um preço menor no leilão. Estima-se que a melhora nas taxas de juros e prazos de amortização geraram um impacto de aproximadamente 25% na redução das tarifas.

**Tabela 2: Evolução da Condições do Financiamento às Fontes Alternativas de Energia**

<b>Descrição</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Tipo de Amortização	SAC	SAC	SAC	SAC	SAC	SAC	SAC/PRICE	SAC
Conta Reserva	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses
Prazo de Amortização	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 14 anos	Até 16 anos	Até 16 anos	Até 16 anos	Até 16 anos
Custo Financeiro	80% TJLP / 20% Cesta de Moedas	80% TJLP / 20% Cesta de Moedas	80% TJLP / 20% IPCA	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP
Participação Máxima do BNDES (itens financiáveis)	70%	70%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
ICSD Mínimo	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30
Remuneração Básica (A)	2,50%	2,50%	2,50%	1,50%	1,00%	0,90%	0,90%	0,90%
Risco de Crédito (B)	<u>1,50%</u>	<u>1,50%</u>	<u>1,50%</u>	<u>0,8% a 1,8%</u>	<u>0,46% a 3,57%</u>	<u>0,46% a 3,57%</u>	<u>0,46% a 3,57%</u>	<u>0,40% a 4,18%</u>
Remuneração Total BNDES (A + B)	4,00%	4,00%	4,00%	2,3% a 3,3%	1,46% a 4,57%	1,36% a 4,47%	1,36% a 4,47%	1,36% a 4,47%

Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

<sup>2</sup> *Power Purchase Agreement*

## 4.4. Leilões de Energia

O entendimento da sistemática dos leilões de energia é importante, porque a compreensão de como se processam os lances, incidentalmente gera conhecimento de como ele se reflete nas tarifas. O leilão, objeto da análise de sensibilidade, é detalhado no tópico 4.4.2.

### 4.4.1. Sistemática dos Leilões

O Leilão é processado pela internet e sem prazo para encerramento, o lote mínimo é de 0,1MW médios e a quantidade de lotes é limitada à garantia física. Os Leilões podem ocorrer sob as modalidades quantidade e disponibilidade e são devidamente segregados. As contratações de energia de reserva concorrem na modalidade de quantidade de energia e os leilões A-3 e A-5 e LFA<sup>3</sup> na modalidade por disponibilidade.

Cada Leilão possui duas rodadas, a uniforme e a discriminatória. Na rodada uniforme, o leiloeiro estabelece o preço de forma decrescente a cada rodada e o vendedor confirma o seu interesse em vender. Na rodada discriminatória os vendedores dão um lance único de preço. A Figura 5 auxilia no entendimento do processo:

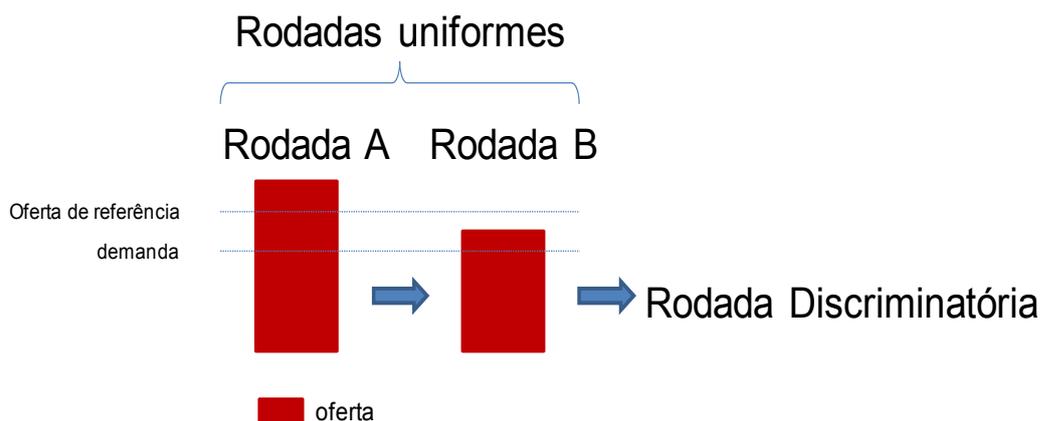


Figura 5: Sistemática dos Leilões de Energia

Fonte: CCEE

<sup>3</sup> Leilão de Fontes Alternativas

Na rodada uniforme, caso a quantidade ofertada seja maior ou igual à oferta de referência, será efetuada uma nova rodada uniforme, cujo preço de lance será reduzido. Todavia, se a quantidade ofertada for menor que a oferta de referência, serão encerradas as rodadas uniformes e iniciada a rodada discriminatória.

A rodada discriminatória ocorre numa rodada única e participam os vendedores com lance válido na penúltima rodada, das rodadas uniformes.

Em relação ao último lance, caracterizado por uma rodada única, os vendedores devem submeter o lance de preço no formato – Receita Fixa (em R\$/ano), respeitando as seguintes condições:

- quantidade de lotes ofertada, igual à quantidade ofertada na penúltima rodada uniforme da etapa outras fontes;
- preço de lance igual ou inferior ao último preço corrente, ou seja, o preço de lance da penúltima rodada uniforme do produto disponibilidade;
- validação adicional: A Receita Fixa inserida deve resultar em um PEQ – Preço Equivalente, com valor superior ao preço de lance, subtraído do percentual para validação do lance, caso contrário o sistema solicitará a reinserção do lance.

Caso o vendedor não envie lance, o sistema considerará o lance ofertado na penúltima rodada uniforme. Onde os lotes do lance que completam a quantidade demandada do produto serão integralmente classificados como lotes atendidos, mesmo que isso faça com que a quantidade de lotes atendidos ultrapasse a quantidade demandada do produto.

#### **4.4.2. Leilão de Energia de Reserva 2009**

O primeiro leilão exclusivo para a fonte eólica no Brasil foi realizado no dia 14 de Dezembro de 2009. Foram habilitados 339 empreendimentos com capacidade instalada de 10 GW.

Vislumbrando o potencial de deslanche da indústria eólica brasileira, quatro novos fabricantes internacionais de aerogeradores credenciaram-se junto a FINAME, para o fornecimento de aerogeradores, dentro dos níveis mínimos de nacionalização exigidos pelo BNDES à época: GE, Siemens, Alstom e Vestas. Os dois primeiros comprometeram-se a alocar dentre suas unidades industriais no Brasil, plantas específicas para a produção de turbinas eólicas. A Alstom comprometeu-se a instalar uma unidade no país e a Vestas, líder mundial do mercado de aerogeradores, utilizaria uma unidade industrial já existente, pertencente à RM Eólica, fabricante de torres eólicas. A RM deveria produzir em sua planta equipamentos originais da Vestas.

A competição pelos clientes em potencial do leilão e a estratégia vencedora de alguns investidores de antecipar o fornecimento de seus parques previamente ao leilão, permitiu significativa redução do custo de investimento por KW instalado que, conforme informações obtidas junto aos investidores e aos próprios fabricantes, decresceu cerca de 25% em relação aos preços praticados durante a implementação do PROINFA, quando só havia um único fornecedor instalado no país (Wobben Windpower).

O resultado do leilão foi a contratação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de 1.851 MW de potencial nominal, a um preço médio de R\$ 148,39/MWh, com 21% de deságio ante o preço inicial e mais de 40% inferior às tarifas praticadas no âmbito do PROINFA, que, atualizadas até agosto de 2011, situava-se acima de R\$ 260/MWh.

Note-se que a licitação em referência teve a característica de Leilão de Energia de Reserva, modalidade prevista no Modelo do Setor Elétrico como uma energia adicional que a CCEE deve contratar, além dos 100% da carga futura prevista, cuja contratação por todas as distribuidoras é obrigatória através dos leilões A-3 e A-5.

Contribuíram também para este nível de redução tarifária o ambiente competitivo junto com usinas térmicas, PCHs e biomassa, além de melhores fatores de capacidade dos projetos, em comparação ao das usinas do PROINFA. A melhora no fator de capacidade foi da ordem de 30% maiores, em função da necessidade de seleção criteriosa dos projetos para o leilão e da evolução tecnológica dos equipamentos, com torres mais elevadas e maior diâmetro dos rotores. Adicionalmente, o alongamento do prazo de amortização do BNDES de 12 para 14 anos, à época, hoje em 16 anos e as condições de financiamento do Banco do Nordeste do Brasil (BNB) – 20 anos de prazo total e juros de 7,5% aa fixos, também contribuíram para redução do custo dos projetos.

Os principais vencedores do certame são apresentados na Tabela 3 para ilustrar o avanço obtido no LER 2009, resultado das mudanças realizadas, reflexo das lições aprendidas no PROINFA. Representando, segundo (Dalbem, 2010), uma evolução na curva de aprendizagem do ente regulador. Além disso, as novas condições de mercado, com a entrada de novos fabricantes e melhores condições de financiamento, também tiveram reflexo na redução do custo dos projetos.

**Tabela 3: Principais Vencedores do Leilão de Energia de Reserva – LER 2009**

Principais Vencedores do Leilão de Energia de Reserva (Eólicas)									
	MW Médios	Potência	FC	Preço Médio	Preço*FC	Investimento E	Financiamento 70%	Equipto Provável	UF
Renova	127	269,9	49,6	145,80	72,32	1.012.125	708.488	GE	BA
IMPISA (Argentina)	83	211,2	40,5	151,16	61,22	950.400	665.280	IMPISA	CE
Martifer (Portugal)	80	218,1	36,68	152,25	55,85	981.450	687.015	Vestas	RN/CE
CPFL	76	180,0	43,26	150,00	64,89	800.000	560.000	Wobben	RN
Furnas/Eletronorte/J Malucelli	70	162,0	45,05	152,42	68,67	729.000	510.300	Vestas	RN
Dobreve (Malwee)	66	144,0	47,71	151,03	72,06	597.600	448.200	GE	RN
Petrobras/Wobben	49	100,8	49,80	149,99	74,70	453.600	317.520	Wobben	RN
Enerfin (Espanha)	35	108,0	38,95	148,39	57,80	486.000	340.200	Wobben	RS
Desenvix (Engevix)	34	90,0	39,67	139,99	55,53	423.000	296.100	Siemens/Alstom	BA
Eletrosul	33	90,0	37,77	131,00	49,48	405.000	283.500	Wobben	RS
GESTAMP (Espanha)	16	48,6	38,77	152,16	58,99	203.000	142.100	Vestas	BA
	669	1.623	41,23	127,97	52,76	7.041.175	4.958.703		

Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

Ressalta-se que o objetivo precípua dos leilões de reserva é o aumento da segurança energética do SIN – Sistema Integrado Nacional. Dessa forma a parcela não ofertada no leilão não pode ser vendida no mercado, servindo para mitigação do risco de geração abaixo do esperado nas apurações quadrienais, protegendo o empreendedor das penalidades previstas no certame ou no caso de apuração quadrienal positiva, a critério do empreendedor esta parcela

positiva poderá ser cedida a outro agente gerador participante do mesmo leilão que esteja apurando resultados negativos. Como o mote é a segurança energética, há a possibilidade por parte do empreendedor de ampliar a central eólica, no caso de uma sistemática geração abaixo da quantidade contratada.

## **Transmissão**

Com relação ao sistema de transmissão, os vencedores dos últimos leilões poderiam optar entre a solução de construção de linha própria de transmissão até o centro do submercado ou a utilização de Instalações Compartilhadas de Geração (“ICG”), que são sistemas de transmissão compostos de subestações coletoras em pontos equidistantes de vários geradores de uma mesma região conectada a uma linha de transmissão que se conectará a rede básica.

A decisão quanto ao investimento em transmissão passa basicamente pela avaliação de dois *trade-offs*:

- Redução no custo de investimento total (ICG) versus acréscimo no custo operacional - sistema próprio;
- Controle sobre a possibilidade de antecipação da entrada em operação comercial - sistema próprio versus a impossibilidade de planejar a antecipação da entrada em operação comercial (ICG).

A maior parte dos empreendedores optaram pela alternativa de utilização da ICG, ponderando não só a redução do CAPEX (custo/despesa de capital), em função do repasse para terceiros do investimento em um sistema de transmissão com longas linhas, como também a garantia, assegurada pela previsão do Contrato de Energia de Reserva – CER na sua Clausula 5.12, na qual o empreendedor faria jus à receita integral de geração, caso estivesse apto a gerar energia na data contratada, independentemente da conclusão da ICG. Obviamente que essa decisão implicou a abdicação de qualquer planejamento de entrada antecipada em operação e dos benefícios dela decorrentes.

Para a tomada de decisão foi considerada a Resolução Homologatória nº 907, de 10 de novembro de 2009, em que foi apresentada uma tabela relacionando as Tarifas de Uso das Instalações de Transmissão (“TUST”), componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro Interligado,

aplicáveis às Centrais Geradoras participantes do Leilão N°003/2009-ANEEL (Energia de Reserva), com ponto de conexão alterado da Rede Básica, para Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), adotando a solução de conexão que considera a utilização de ICGs.

Cabe ressaltar que os participantes do leilão tinham conhecimento da TUST, porém o cálculo do custo da ICG ficou a cargo dos investidores. Um estudo apresentado por uma consultoria especializada no setor energético brasileiro, a consultoria PSR, estimou os custos com as ICGs em cerca de R\$ 3/ kW·mês como um valor de referência para implantação da ICG, na área do projeto utilizado para o exercício numérico real. A escala proporcionada por grandes parques na mesma região, aumentou a probabilidade de um encargo ainda menor.

Em 12 de fevereiro de 2010, o Ministério de Minas e Energia publicou a portaria nº 59. Esta portaria definiu as diretrizes para que a ANEEL realizasse o Leilão para Contratação de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG). O leilão ocorreu em 3 de setembro de 2010, vencido pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF. Ficando o custo da ICG ainda menor na maioria dos projetos, em comparação à hipótese de uma longa linha de uso exclusivo, contribuindo *ex-post* para melhorar as condições de competitividade dos projetos vencedores a serem conectados às ICGs.

O início de operação comercial das linhas estava previsto para até junho de 2012, ressalvada a garantia, comentada nesta seção, de recebimento integral da receita do CER, caso o empreendimento estivesse pronto para despachar naquela data, mesmo na hipótese de atraso da ICG.

#### **4.4.2.1.**

#### **Leilão de Energia de Reserva 2009 – CER – Contrato de Energia de Reserva**

O contrato é celebrado com a CCEE na modalidade quantidade de energia, cuja apuração se dá através da “Conta de Energia”, que é o saldo acumulado anualmente, a cada período de 12 meses, resultante da diferença entre a energia gerada e as energias contratadas, obedecendo a uma faixa de tolerância de 10% abaixo e 30% acima da energia contratada.

A apuração do saldo acumulado da Conta de Energia acontece em dois momentos, um ao final de cada ano contratual e outro ao final de cada quadriênio, sendo que no último ano de cada quadriênio, ambos os processos serão realizados:

Ao final de cada ano contratual – saldos acumulados fora da faixa de tolerância são apurados da seguinte forma:

A eventual parcela do saldo acumulado que ultrapassar o limite superior da faixa de tolerância (30%) será contabilizada e liquidada no ano contratual seguinte em 12 parcelas mensais uniformes, a 70% do preço de energia vigente no momento da liquidação deste saldo.

O saldo acumulado que ultrapassar o limite inferior da faixa de tolerância (10%), conforme apuração realizada ao fim de cada ano contratual, será contabilizado e liquidado no ano contratual seguinte em 12 parcelas mensais uniformes, a 115% do preço de energia vigente.

Ao final de cada quadriênio – saldos acumulados dentro da faixa de tolerância possuem o seguinte tratamento:

A energia proveniente de desvios positivos e contidos na faixa de tolerância, que não foi objeto de repasse ou cessão, será liquidada em 24 parcelas mensais ao longo dos dois primeiros anos do quadriênio seguinte a 100% do preço de venda de energia (R\$/MWh) a vigor em cada ano de pagamento.

A energia proveniente de desvios negativos e contidos na faixa de tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada quadriênio, será paga em 12 parcelas mensais ao longo do ano seguinte ao quadriênio a 100% do preço de venda de energia (R\$/MWh) vigente em cada ano de pagamento.

Note-se que o mecanismo de bandas dos desvios de geração foi introduzido pela EPE e visava suavizar a volatilidade de receitas intrínsecas à natureza volátil dos regimes de ventos interanuais. Assim, eventuais déficits de geração em um dado ano não são imediatamente liquidados mas podem ser compensados com eventuais excessos dentro de um quadriênio.

A vigência do contrato é de 20 anos a partir da data contratual de entrada em operação comercial, 01/07/2012. O valor é atualizado monetariamente com base no IPCA, com data base em dezembro de 2009. Está prevista a compra da energia gerada a 100% do preço de venda de energia para aqueles que anteciparem a entrada em operação comercial de seus respectivos parques.

Da mesma forma, o CER prevê que o empreendedor fará jus à receita integral prevista no Contrato se estiver apto para gerar na data de entrada em operação comercial estabelecida, independentemente da ICG, caso tenha optado por esta solução, estar concluída. Assim, elimina-se o risco de que o atraso de terceiros, fora do controle do empreendedor, implique em prejuízos ao seu investimento.

O esquema de comercialização dos contratos de energia de reserva é demonstrado na Figura 6, para melhor compreensão de como se operacionaliza o fluxo financeiro destas transações no âmbito da CCEE<sup>4</sup>. A CONER<sup>5</sup>, administrada pela CCEE, recebe os recursos referentes ao EER<sup>6</sup> pagos por todos os consumidores livres e cativos, estes últimos por meio das distribuidoras. Os recursos apurados na CONER, no presente caso, são repassados a título de receita fixa para a remuneração dos geradores através da formalização do CER<sup>7</sup>

---

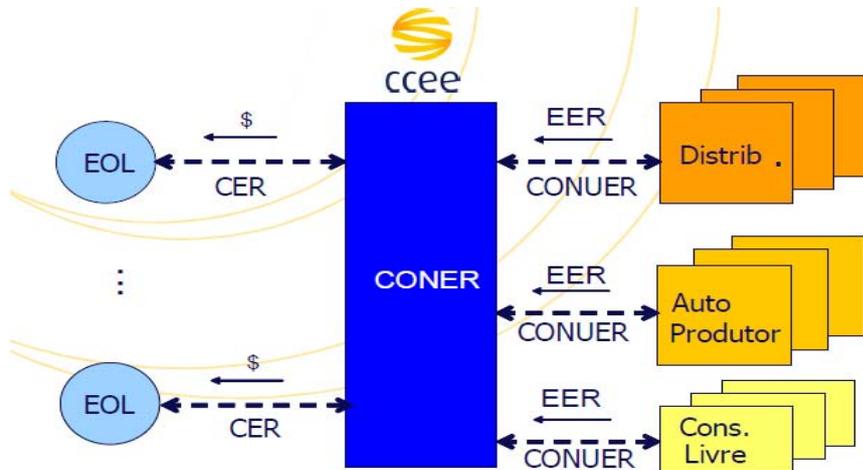
<sup>4</sup> Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

<sup>5</sup> Conta de Energia de Reserva

<sup>6</sup> Encargo de Energia de Reserva

<sup>7</sup> Contrato de Energia de Reserva

com a CCEE. A receita paga aos geradores é baseada no volume de energia efetivamente ofertada, ressalvada a faixa de tolerância.



**Figura 6: Esquema de Comercialização dos Leilões de Energia de Reserva**

Fonte EPE