



**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**CONEXÃO DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**Gabriel Nasser Doyle de Doile (\*)**  
**ANEEL**

**RESUMO**

Neste trabalho analisamos as plantas de geração eólicas outorgadas e as instalações de transmissão necessárias para o escoamento. A geração eólica está nas regiões nordeste e sul, enquanto a carga está na região sudeste. Compara-se o preço real dessa energia (preço da energia mais a tarifa de transmissão) com alternativas de geração hidráulica ou térmica com menos transmissão associada. São analisados os efeitos para o SIN e o custo para o consumidor devido ao descasamento da transmissão com a geração. Propõe-se o planejamento integrado e leilões conjuntos de Geração e Transmissão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração eólica, Sistema de transmissão, Planejamento integrado, Leilão conjunto.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidráulica e era responsável por aproximadamente 85% da capacidade instalada no final da década de 90, quando houve a desverticalização do setor, que separou em seguimentos distintos Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. No início dos anos 2000 houve uma longa estiagem e o País passou por uma crise de abastecimento energético, o que levou o Governo Federal a tomar diversas medidas tais como o racionamento do consumo e o incentivo a fontes alternativas de geração. Em julho de 2001 a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica criou o Programa Emergencial de Energia Eólica [2] com o objetivo de implantar 1.050 MW até o ano de 2003. Mesmo com incentivos como a compra do total da energia gerada a preços majorados em até 120%, o programa fracassou. Ainda em meio a crise de abastecimento e visando diversificar a matriz energética, o Governo Federal instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 [3]. O PROINFA tinha como objetivo a implantação de 3.300 MW proveniente de fontes alternativas. Desses, 1.100 MW deveriam ser de usinas eólicas, sendo a compra da energia assegurada por meio de contratos celebrados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato. Em contrapartida, os empreendimentos deveriam comprovar um grau de nacionalização de equipamentos e serviços, em valor, não inferior a 90%.

A Lei nº 10.438 foi regulamentada em março de 2004, quando foi possível a abertura de Chamada Pública pela Eletrobrás para contratação de energia de fontes alternativas. As primeiras contratações da Eletrobrás elevaram a capacidade instalada de 27 MW, em 2005, para 235 MW no ano seguinte. Em 2009, quando houve o primeiro Leilão para contratação de energia de parques eólicos, o Brasil já contava com 600 MW de energia eólica contratada via PROINFA. A partir de então o setor de energia eólica brasileiro cresceu exponencialmente com uma expectativa de chegar aos 20 GW até o ano de 2020, Figura 1, [4]. Até o ano de 2015 a ANEEL realizou 16 leilões onde foi comprada energia de fonte eólica num total de 15,2 GW de potência instalada ou a ser instalada em parques localizados nas regiões Nordeste e Sul com entrega da energia prevista entre 3 e 5 anos a partir das assinaturas dos contratos.

Desde o final da década de 90, o planejamento do setor elétrico brasileiro foi centralizado e delegado à Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Em que pese a EPE ser uma única empresa, o planejamento da geração aparenta ser feito separado do planejamento da transmissão, o que pode levar a uma solução não otimizada do ponto de vista

global. Dada a dimensão continental do País, muitas vezes as plantas de geração são alocadas distante dos centros de carga, o que acarreta uma elevada expansão do sistema de transmissão.

Devido a característica aleatória e instável dos geradores eólicos, há a necessidade de manutenção de plantas hidráulicas e/ou térmicas operando na base, assim como pesados investimentos em equipamentos de controle de tensão e frequência. Como as outorgas de geração e transmissão são distintas, é muito comum a entrada em operação em datas diferentes, deixando por vezes geração sem transmissão ou transmissão sem uso adequado.

A geração de energia elétrica a partir de fonte eólica teve um forte crescimento ao longo da última década, devido, em parte, aos incentivos fiscais e outros subsídios dos governos nas três esferas executivas: federal, estadual e municipal. Em 2015 o Brasil tinha aproximadamente 350 plantas de geração eólica, totalizando 8,7 GW de potência instalada. Além desses, haviam mais 400 empreendimentos outorgados para agregar mais 9.8 GW ao sistema interligado nacional (SIN)<sup>1</sup>. O sistema de transmissão não se destina unicamente ao escoamento dessas usinas, no entanto, foram licitados cerca de 10.000 km de linhas de transmissão e 50 novas subestações, associados de forma direta ou indireta ao escoamento de plantas eólicas.

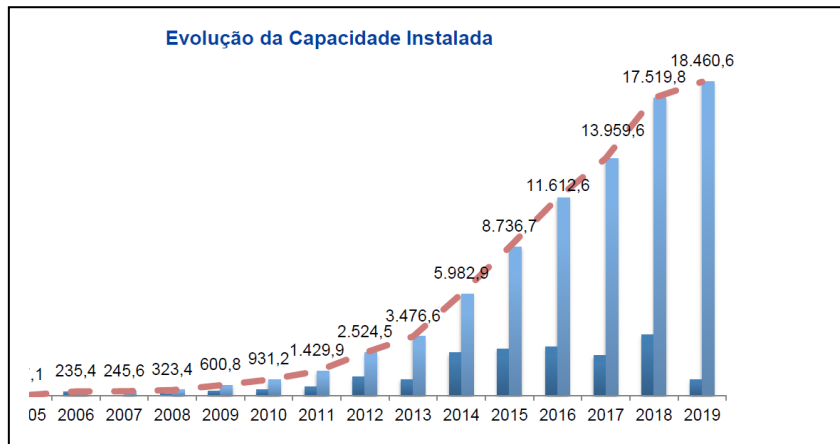


Figura 1 - Evolução da Capacidade de Geração Eólica Instalada  
Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica)

Neste trabalho faz-se uma análise global das plantas de geração eólicas já outorgadas e em fase final de planejamento, bem como das instalações de transmissão necessárias para o escoamento desse potencial. Os maiores potenciais para geração eólica estão nas regiões nordeste e sul, enquanto a maior concentração de carga está na região sudeste, onde se localizam as maiores cidades do País, São Paulo e Rio de Janeiro. Levanta-se o preço real dessa energia (preço da energia mais a tarifa de transmissão) e compara-se com alternativas de geração hidráulica e/ou térmica com menos transmissão associada. Além disso, são feitas análises dos efeitos para o SIN e do custo para o consumidor devido ao descasamento da transmissão com a geração. Há contratos em que o gerador tem garantia de recebimento pela energia, caso o sistema de transmissão necessário para o seu escoamento não esteja pronto na data contratada. O que não é incomum devido as dificuldades socioambientais e fundiárias para a construção de linhas de transmissão.

Conclui-se que há necessidade de um planejamento energético integrado, que considere o custo das diversas fontes de geração com a correspondente expansão do sistema de transmissão e seus prazos reais de construção, já considerando as dificuldades socioambientais e fundiárias a serem vencidas. Ao final são apresentadas algumas propostas para licitação conjunta de geração e transmissão de forma a minimizar o risco de descasamento na entrada em operação desses empreendimentos.

## 2.0 - TRANSMISSÃO REALCIONADA COM GERAÇÃO EÓLICA

Até 2009 as mais significativas contratações de eólica deram-se via PROINFA, com condições de escoamento pré-definidas na rede existente. Assim foram feitos estudos para determinar a capacidade remanescente do SIN nos pontos prováveis de conexão dos parques eólicos. Muitos pequenos parques foram contratados, devido a esta condição, os quais vieram a se conectar no sistema de distribuição, em tensões inferiores a 138 kV. Os maiores parques eólicos contratados pela Eletrobrás são o de Osório – RS, com 150 MW instalados e o da Praia Formosa, em Camocim – CE, com 104 MW. Curiosamente, cada um localizado em extremos opostos do País, ao sul e ao norte, nas zonas de maior intensidade de ventos, Figura 2. Ambos os parques se conectaram em subestações existentes em 230 kV, Osório e Sobral, que mais tarde viriam a ser ampliadas devido a entrada de novos geradores nas respectivas regiões.

<sup>1</sup> <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>,

Em 2010 ocorreu o primeiro leilão de energia de reserva, para suprimento em 2012. Nesse certame foram licitados 1.800 MW, divididos entre 71 parques com potências instaladas entre 6 e 50 MW, localizados nos estados da Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe e Rio Grande do Sul. O preço médio da energia desses parques foi de R\$ 148,39 por MWh. Logo houve o segundo leilão de reserva e um leilão de fontes alternativas, ambos para suprimento em 2013, totalizando 2.078 MW a serem instalados. A garantia física dos empreendimentos desses três leilões é de 1.800 MW médios.

No mesmo ano foram licitadas 5 subestações e 5 linhas de transmissão associadas ao escoamento dessas usinas, arrematadas com uma receita anual permitida (RAP) de 20 milhões de reais.

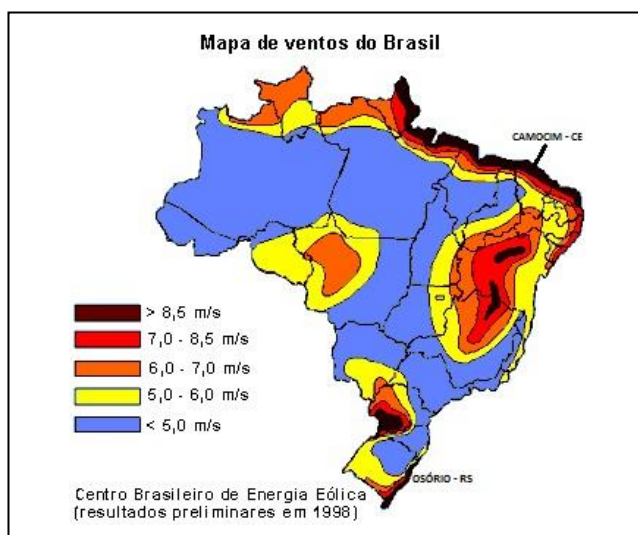


Figura 2 - Mapa de ventos do Brasil  
Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica

A energia é paga em R\$/MWh, enquanto a transmissão é paga por disponibilidade das instalações em R\$/ano. Para comparar ambos é necessário que estejam na mesma base. Assim, transformamos R\$/MWh em R\$/ano pela fórmula a seguir:

$$PE_a = PE * GF * 8760 \quad (1)$$

Onde:

$PE_a$ : preço da energia em R\$/ano;

$PE$ : preço da energia em R\$/MWh;

$GF$ : garantia física em [MW]

8760: número de horas do ano;

Neste caso em análise, dividindo-se o custo da transmissão pela média anual da energia assegurada, o custo do sistema de transmissão representa menos de dois reais por megawatt assegurado, ou cerca de 1% de acréscimo real ao preço da energia. Esse mesmo raciocínio será usado para os demais parques eólicos licitados até 2015, Tabela 1, e seus sistemas de transmissão associados.

Entre 2011 e 2016 foram realizados 19 leilões para contratação de serviço público de transmissão. Desses 85 linhas e 49 subestações estão associados a escoamento de usinas eólicas, Tabela 2. Neste caso, dividindo o custo da transmissão pelo média anual da energia assegurada, teremos um acréscimo de 37,5 reais por megawatt gerado, o que representaria um preço médio da energia desses parques eólicos de R\$ 162,00. Esse valor se equipara ao preço médio da energia proveniente de usinas térmicas a gás natural, que é o combustível mais barato no Brasil. Ou seja, o preço não é relevante na escolha entre usinas eólicas afastadas dos centros de carga, com seus respectivos sistemas de transmissão associados, e usinas térmicas a gás natural próximas dos centros de carga, que não necessitem de grandes investimentos em transmissão.

Tabela 1 - Usinas eólicas licitadas até 2015

Leilão	Parques	Potência (MW)	Energia (MW <sub>méd</sub> )	Preço (R\$/MWh)
02/2011	44	1.070	485	102,07
03/2011	34	860	429	99,61
07/2011	39	976	479	102,18
06/2012	10	282	152	91,25

05/2013	66	1505	700	110,51
09/2013	39	868	380	124,43
10/2013	97	2338	1.083	120,30
03/2014	22	551	275	126,18
06/2014	36	926	436	136,11
08/2014	31	769	333	142,90
02/2015	3	90	42	177,47
04/2015	19	539	252	181,09
09/2015	20	548	285	202,86
TOTAL	460	11.322	5.331	124,27 <sup>1</sup>

Fonte: ANEEL **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

<sup>1</sup> média ponderada pela garantia física

### 3.0 - PROBLEMAS ENFRENTADOS E PERSPECTIVAS FUTURAS

Apesar de inaugurado em 2012, o complexo Alto Sertão I, com capacidade instalada de 295 MW, ficou por quase dois anos sem poder gerar energia por falta de uma linha de transmissão que ligasse a cidade de Igarorã até a subestação de Bom Jesus da Lapa onde, então, seria interligada ao SIN. A falta de geração gerou um custo mensal superior a quinze milhões de reais perfazendo um total estimado a 360 milhões de reais, sem considerar as despesas havidas com o uso de energia de outras fontes repassadas aos consumidores.

Construída por uma companhia estatal, a linha finalmente ficou pronta em 2014 e inaugurada em 18 de junho daquele ano. Em que pese serem sociedades de economia mista administradas pelo governo federal, tais companhias estatais estão inseridas num mercado competitivo e, portanto, tem objetivos similares a empresas privadas. A busca por lucro leva a empresa a optar por melhores momentos para captar recursos no mercado financeiro e fazer investimentos, o que contribuiu para o atraso na implementação das linhas necessárias ao escoamento dos parques eólicos. Aliado às questões econômicas, os licenciamentos ambientais tornaram-se mais morosos a partir de 2010, quando a demanda por novas instalações de transmissão cresceu acentuadamente no País, em parte devido à geração afastada dos centros de carga.

Tabela 2 - Linhas e subestações para escoamento de eólicas

Leilão	Lote	Linhas	Subestações	RAP (R\$ $\times 10^6$ /ano)
01/2011	A	4	3	31,9
	B	1	1	4,1
	C	1	2	7,8
04/2011	L	4	2	68,9
06/2011	A	4	1	49,4
03/2012	B	3	2	12,1
	C	3	2	18,2
05/2012	A	4	3	77,4
07/2012	A	6	2	145,6
	E	1	2	31,9
	G	3	0	5,9
01/2013	A	1	0	34,6
	B	2	2	9,7
	C	2	4	12,9
	G	1	0	18,8
02/2013	C	6	5	31,6
	E	1	1	4,9
07/2013	E	2	2	24,5
13/2013	D	1	1	7,8
01/2014	D	2	2	45,6
	E	4	0	48,8
04/2014	A	15	5	336,0
07/2014	A	6	2	144,6
13/2015	A	4	4	404,9
	E	2	0	121,6
	I	2	1	48,5
TOTAL		85	49	1.748

Fonte: ANEEL **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Problema similar ocorreu com outras subestações e linhas arrematadas nos leilões de transmissão, tais como Subestação João Câmara, onde se conectaram cerca de 1.500 MW de eólicas, e Acarau II, com 500 MW de eólicas. A RAP desses três grupos de empreendimentos, é de 19,2 milhões de reais ao ano, valor muito inferior ao

prejuízo causado pelo atraso na entrada em operação, que superou a casa de 1 bilhão de reais. Desta forma, qualquer penalidade aplicada à Transmissora é insignificante frente ao prejuízo, além do que, a responsabilização da Transmissora pelo prejuízo causado significaria a sua falência. Assim mesmo, em setembro de 2012, a ANEEL decidiu entrar com ação judicial para reparar perdas e danos causados pelo atraso na entrada em operação de empreendimentos de transmissão de responsabilidade de duas transmissoras. Processos ainda em andamento na esfera judicial, neste ano de 2017.

A partir dos primeiros atrasos nos sistemas de transmissão a ANEEL passou a fazer contratos de geração sem garantia de pagamento caso houvesse atrasos na transmissão necessária, transferindo o risco para os empreendedores em geração. Naturalmente, os atrasos na transmissão continuariam e a solução foi ampliar os prazos para implantação de instalações de transmissão, aumentando o desfasamento entre geração e transmissão. Em 2015 e 2016 foram realizados leilões de geração para entrega em três e cinco anos, enquanto os leilões de transmissão, realizados posteriormente, previram entrada em operação das instalações em até 5 anos.

O mesmo não aconteceu no sul do País, em parte devido a instalações que tiveram seus objetivos frustrados. No oeste do estado do Rio Grande do Sul há sistema de transmissão excedente. Há um sistema em 525 kV, instalado no início dos anos 2000 durante a crise energética no Brasil, dimensionado para importar até 2.200 MW da Argentina, o que nunca ocorreu devido a falta de oferta no país vizinho. O sistema opera de forma intermitente com um intercâmbio da ordem de 500 MW, deixando uma folga no sistema de até 1.700 MW. Já o sistema de 230 kV foi reforçado na mesma época para escoar a energia da Usina Térmica de Uruguaiana, com capacidade instalada de 600 MW, a qual operou por um curto período até ocorrer o corte no fornecimento de gás natural pela Argentina. Esse sistema é utilizado em parte pelo complexo eólico de Cerro Chato, com capacidade instalada de 217 MW.

No litoral do Rio Grande do Sul, os empreendedores vencedores nos leilões de eólicas foram os mesmos, em sua maioria, que, sozinhos ou associados a terceiros empreendedores, ganharam os lotes de transmissão, de sorte que não houve significativo atraso na entrada em operação dos sistemas de transmissão em relação a entrada em operação dos parques eólicos. Vislumbra-se, no entanto, problemas de atraso em lotes licitados em 2014 para escoar parques eólicos localizados no litoral do Rio Grande do Sul.

#### 4.0 - CONCLUSÕES

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024) [8], a expansão da geração de energia elétrica para o horizonte decenal deve se dar de forma sustentável, atendendo aos critérios econômico e de segurança de suprimento para o sistema eletroenergético. O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, o qual determina que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão (CME) e que o risco máximo de déficit permitido, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento, é de 5% em cada subsistema do SIN, considerando-se todos os cenários hidrológicos. Verifica-se que os custos da transmissão não estão entre os parâmetros utilizados para o planejamento da expansão da geração.

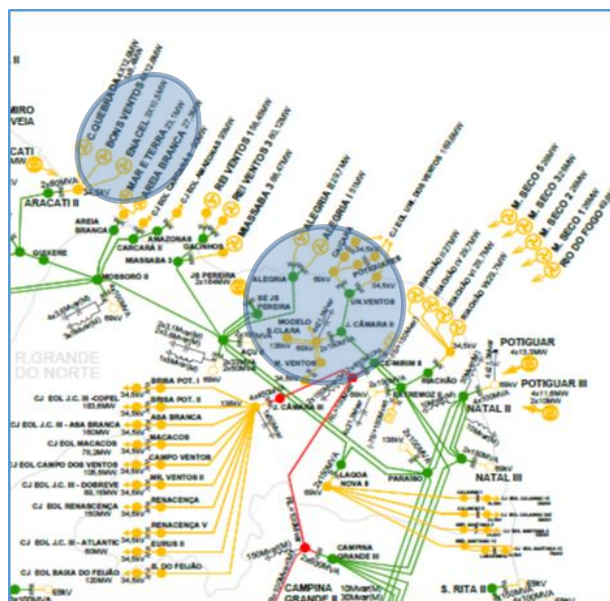


Figura 3 - Conexões de eólicas nas SEs Acarau II e João Câmara  
Fonte: ONS

Nos últimos anos, as contratações de geração eólica que montam aproximadamente 14 GW, ocorreram de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul do Brasil.

Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade premente de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado estudos específicos, denominados Estudos Prospectivos, que possuem o intuito de ampliar o sistema de transmissão para permitir a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.

Esse potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia, contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos, dados os excelentes resultados obtidos por essa fonte nos últimos certames. Contudo, as expansões propostas nos estudos prospectivos poderão ser aproveitadas para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Por outro lado, o objetivo dos estudos da expansão da Rede Básica de transmissão, composta pelas instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, são estabelecidos de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no SIN.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano referencial de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes. O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede. As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem critérios mínimos de desempenho, sendo a seleção de alternativas conduzida sob ótica da equalização do desempenho elétrico e do enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos referentes às perdas elétricas no sistema, os investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão (nível de tensão abaixo de 230 kV), na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

Ainda que o acréscimo no preço da energia, devido a expansão da transmissão, seja pouco significativo, outras razões como a necessidade de concatenação dos prazos de entrada em operação da geração e da respectiva transmissão, que poderia ser amenizada com uma licitação conjunta de geração e transmissão, ensejam um planejamento energético integrado, que considere o custo das diversas fontes de geração com a correspondente expansão do sistema de transmissão e seus prazos reais de construção. Nesses prazos não se pode olvidar os processos de licenciamento ambiental e liberação fundiária, que têm retardado significativamente a entrada em operação de linhas transmissão e plantas geradoras.

Sem alterar o atual modelo, poder-se-ia realizar licitações conjuntas de geração e transmissão. Aqui se propõem três formas de execução dos leilões;

#### 4.1 Leilão conjunto G&T

Com um único preço, onde os custos das instalações de transmissão estariam adicionados ao preço da energia. Como visto anteriormente o acréscimo ao preço da energia, devido ao sistema de transmissão, não é significativo, o que manteria a competição entre as diversas fontes com suas respectivas redes de transmissão de interesse restrito. Haverá um único contrato de G&T com a possibilidade de segregação da transmissão. A lei permite que, após concluídas, as instalações de transmissão sejam transferidas, sem ônus, para uma concessionária de transmissão, seguindo determinadas regras.

#### 4.2 Leilão G+T (1)

Com preço da energia e receita da transmissão distintos com um único comprador. Neste caso utiliza-se os conceitos de Leilão de Escore, com pesos para proporcionalizar os deságios na energia e na RAP e obter o menor custo global para os usuários (2), que definirá o vencedor do leilão. Haverá um único contrato de G&T com a possibilidade de alienação parcial, somente da transmissão ou somente da geração. A alienação se dará mediante venda direta da concessão, de um empreendedor a outro com habilitação técnica e econômica aceitas pela ANEEL.

$$SB = (G_{\%} * G_{\$} + T_{\%} * T_{\$}) / (G_{\$} + T_{\$}) \quad (2)$$



Onde:

SB: *score bid*, é a o valor da proposta ponderada;

G%: deságio no preço da energia;

G\$: preço teto da energia em R\$/MWh;

T%: deságio na RAP teto do leilão;

T\$: RAP teto em R\$/ano;

#### 4.3 Leilão G+T (2)

Com preço da energia e receita da transmissão distintos com um ou dois compradores. Aplica-se a mesma metodologia anterior para definir o vencedor do leilão. Haverá dois contratos, um de geração e outro de transmissão com cláusulas de *cross default* para transferir o risco de atraso de um para o outro, isto é: se um finalizar a obra antes do outro não terá direito a pagamento até que se viabilize a entrada em operação de ambos.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, consultado em 28/04/2016;
- (2) [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm), consultado em 07/04/2016;
- (3) [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm), consultado em 07/04/2016;
- (4) ABEEólica, Boletim de Dados, julho de 2016;
- (5) <http://sigel.aneel.gov.br/eol/sigel.html>, consulted on 2016, 08/22.
- (6) [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx), consulted on 2016, 08/22.
- (7) [http://www.epe.gov.br/Documents/Mapa\\_EPE\\_2015.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Mapa_EPE_2015.pdf), consulted on 2016, 08/22;
- (8) EPE/MME, Plano Decenal de Expansão da Energia 2024, dezembro de 2015;

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Gabriel Doyle, nasceu em São Gabriel - RS, em 14/03/1964, é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), no ano de 1998, pós-graduado em Engenharia Mecânica pela Escola de Engenharia da UFRGS, no ano de 2000 e em Economia, Regulação e Concorrência nos Serviços Públicos pela Universidade de Barcelona (UB), no ano de 2013. Foi Professor na Escola de Engenharia Elétrica da UFRGS e na Escola Técnica Parobé de 1998 a 2002. Engenheiro de Planejamento da Expansão da Transmissão na Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e, atualmente, é Especialista em Regulação, na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), desde janeiro de 2007, desenvolvendo atividades relacionadas à expansão através da contratação de concessões para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, na Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição (SCT), onde é Coordenador de Contratação da Transmissão.