

UMA DISCUSSÃO SOBRE ENERGIA DE REFERÊNCIA EM PROJETOS DE ENERGIA EÓLICA

***AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS, MARLENE NAZARÉ RIBEIRO,
ADRIANA SANTOS PEIXOTO CORRÊA.**

**OS AUTORES INTEGRAM A EQUIPE PROFISSIONAL DA IX CONSULTORIA &
REPRESENTAÇÕES LTDA.**

1. RESUMO

Este artigo apresenta uma discussão sobre a energia de referência (ER) para centrais geradoras eólicas (CGE), que tem sido questionada por agentes do governo e do mercado. Face à produção de energia verificada recentemente, questiona-se o valor da energia de referência, que é calculada com base estatística, dentro de certos limites de confiança. Realizou-se uma análise teórica, prática e regulatória sobre o conceito de ER para uma CGE, e conclui-se que é sólido o conceito que respalda a ER, do ponto de vista regulatório, e que do ponto de vista comercial, deve ser visto como um parâmetro associado a uma distribuição de probabilidade.

2. ABSTRACT

This paper presents a discussion on reference energy RE for eolic generation plants (CGE) which have been criticized by government and market agents. In face of energy production verified recently, the value of reference energy which is calculated with statistics basis, is put under discussion, within some trust limits. A theoric, practic and regulatory analysis on ER concept for a CGE has been achieved and the conclusion is that the concept which supports ER is solid, from the regulatory point of view, and from de commercial point of view must be viewed as a parameter associated to a probability distribution

3. INTRODUÇÃO

A energia eólica se apresenta como uma das principais alternativas de energias renováveis, e o ponto de partida para se dimensionar um sistema para aproveitamento da energia eólica é ter um bom conhecimento do regime de vento.

Para um parque eólico, a energia bruta representa o valor de geração do parque sem qualquer tipo de perdas. A energia média com 100% de disponibilidade incorpora as perdas por interferência aerodinâmica entre turbinas e as perdas por degradação superficial das pás. A energia de referência considera, além das perdas aerodinâmicas e degradação de pás, as perdas por indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (TEIP) do parque eólico, conforme valores informados pelo fabricante da turbina.

Face aos altos fatores de capacidade apresentados para alguns projetos e a diferença de geração ocorrida entre o valor de geração esperado e o produzido para projetos já implantados, órgãos de governo tem questionado os valores de energia de referência dados aos projetos de energia eólica. Dado esse contexto, este artigo discute as incertezas inerentes a energia de referência para uma CGE.

4. METODOLOGIA

Apresentou-se, inicialmente, uma discussão sobre a Energia de Referência, vis-à-vis o conceito de garantia física, destacando o caráter metodológico e regulatório da primeira, fruto de uma política de incentivo a essas fontes (PROINFA). Na sequência foi desenvolvida uma análise de incerteza, com o intuito de mostrar que as incertezas tratadas nos procedimentos de prospecção e projeto das centrais eólicas são compatíveis com a geração hidrelétrica, dominante neste país, sendo ressaltadas as diferenças conceituais entre as várias incertezas, que fundamentalmente são divididas em dois grupos: o da central e o da fonte primária. Por fim, foram colocados alguns exemplos de posicionamento regulatórios do setor.

5. ENERGIA DE REFERÊNCIA E GARANTIA FÍSICA

Há de se diferenciar os conceitos de energia de referência do PROINFA com a garantia física, utilizada nos leilões e na comercialização em geral. O primeiro tem fins apenas de contabilização na relação comercial do agente com a ELETROBRÁS, e a lógica que o sustenta é a redução de risco, que era compatível com a realidade no momento em que foi definido, posto não se ter quase nenhuma experiência com energia eólica no país, e se desejava incentivá-la.

A energia de referência é o valor anual médio bruto e não o valor líquido de geração, pois os preços do PROINFA valorizam a energia na barra de geração, e não no centro de gravidade do sistema elétrico, como é na comercialização. A Resolução Normativa nº 62, ANEEL (2004) estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de participação no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, nos termos do Decreto nº5.025, ANEEL (2004).

No Art. 4º o montante de energia de referência de cada CGE, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado para CGE por intermédio da seguinte equação:

$$ER = \bar{E} \times (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) \quad (MWh/ano)$$

Sendo:

ER (MWh/ano) – energia de referência da CGE;

E (MWh/ano) - valor esperado da produção anual, considerando 100% de disponibilidade, obtido segundo o disposto no Anexo 7 do Guia de Habilitação Eólica, constante do Anexo 1 da Portaria MME nº 45 (2004);

TEIF (adimensional) - taxa equivalente de indisponibilidade forçada; e

TEIP (adimensional) - taxa equivalente de indisponibilidade programada.

Observa-se que nem as perdas elétricas até o centro de carga do sistema foram aí incluídas. Já a garantia física tem outro propósito, e trata da relação comercial do sistema como um todo, visando sua confiabilidade. Ainda assim, pelo desconhecimento e impossibilidade de uma boa modelagem, o regulamento não o trata de forma similar às outras fontes.

De acordo com a Portaria nº258 (2008) do Ministério de Minas e Energia, usinas cuja inflexibilidade é igual à disponibilidade declarada pelo agente gerador, ou ainda, que possuam Custo Variável Unitário – CVU nulo, como é o caso das usinas de fonte eólica, terão a sua Garantia Física, definida como a máxima quantidade de energia que a usina pode vender no SIN, calculada de acordo com a equação descrita a seguir. Neste caso, a declaração de disponibilidade de energia para o SIN, feita pelos agentes, deverá ser a líquida, ou seja, já abatida do consumo interno e das perdas elétricas até o ponto de conexão (rede de distribuição ou rede básica de transmissão).

As séries de dados de velocidade de vento, pressão do ar e temperatura ambiente, registradas com a precisão requerida para avaliação do potencial de energia eólica, ainda são relativamente pequenas, raramente alcançando um período superior a 3 anos, o que impede as simulações estocásticas da geração eólica, integrada ao sistema interligado hidrotérmico nacional, com o Modelo NEWAVE.

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_{mês}}{8760} \quad (MWh)$$

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

A produção efetiva de energia será medida de acordo com o estabelecido pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE). O agente está sujeito à penalização, a ser estabelecida e aplicada pela ANEEL, caso a produção verificada seja menor que os valores declarados pelo agente. Portanto, a ER não pode ser outra que não a energia anual esperada (valor médio de longo prazo) calculado segundo procedimentos padronizados.

6. INCERTEZAS NA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

A incerteza da produção anual de energia (PAE) resulta das incertezas na velocidade do vento (medição, extrapolação vertical/horizontal, e climatologia), da incerteza na curva de potência da turbina eólica (calculada durante os ensaios de certificação), e da incerteza das perdas aerodinâmicas do parque. Assume-se que estas distribuições sejam estaticamente não correlacionadas ou independentes, e normalmente distribuídas (Distribuição Normal ou Gaussiana). As incertezas são expressas como incerteza padrão ($X_{\text{medio}} \pm \sigma$, fator de abrangência unitário, que corresponde a um intervalo de confiança de 68,3%).

A partir de uma análise de sensibilidade da variação na velocidade do vento e conseqüente variação na produção de energia, as incertezas na velocidade do vento são convertidas em incertezas de geração. A contribuição decorrente das incertezas na curva de potencia é calculada considerando as

condições médias climatológicas de velocidade de vento e densidade do ar na posição de cada turbina eólica; tipicamente a incerteza padrão de produção associada à curva de potência de uma turbina situa-se na faixa de 6% a 10%. A incerteza no cálculo das perdas aerodinâmicas decorre do modelo de interferência entre turbinas utilizado e da sua sensibilidade a parâmetros como a curva do coeficiente de tração (Ct) e a constante de decaimento da esteira. A combinação destas contribuições, assumidas independentes ou não-correlacionadas, resulta na incerteza global da produção anual de energia (PAE).

A incerteza padrão resultante (expressa em percentagem, %), representa a variabilidade futura da velocidade do vento (média da série) em relação a media de longo prazo. Observe que esta incerteza em nada afeta o cálculo da Energia de Referência, evidenciando apenas a variabilidade anual (desvio padrão das médias anuais). Observa-se, também, que os desvios padrões, para a realidade ora vivida no país, varia muito pouco entre diferentes projetos, pois depende, fundamentalmente, de incertezas no processo de medição, e não das condições de vento. Isto pode ser verificado nos estudos de ER feitos para três diferentes projetos, aqui nomeadas de CGE I, CGE II e CGE III, onde os valores encontrados são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Incertezas na produção anual de energia para UEEs pesquisadas.

Tipo de Incerteza	CGE I	CGE II	CGE III
Velocidade do vento (medição, extrapolações e climatologia)	11,6	13,8	13,2
Curva de Potência	8,3	5,5	4,8
Cálculo das Perdas Aerodinâmicas do Parque	1,0	1,0	1,0
Resultante	14,3	14,9	14,1

A Figura 1 ilustra a variabilidade da produção anual de energia da CGE I, para duas situações: projeto antigo e projeto novo otimizado.

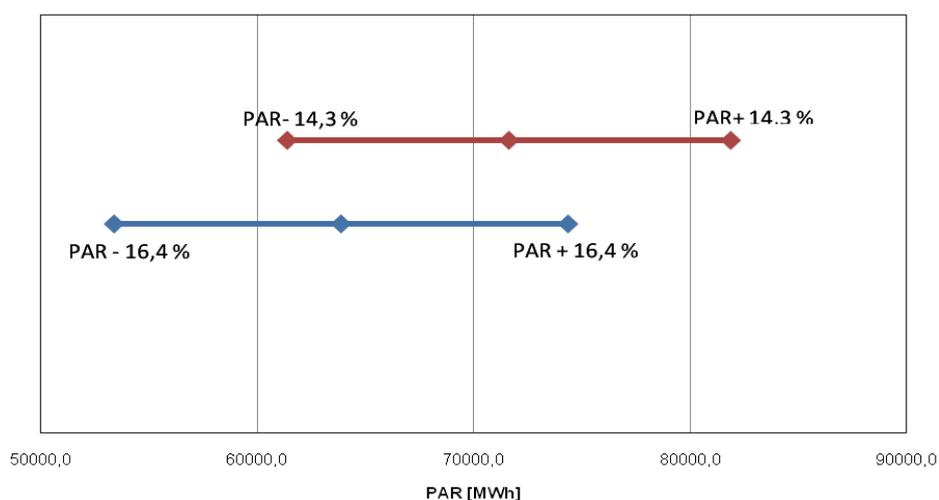


Figura 1 - Intervalos de incerteza para Produção Anual de Energia (PAR) da CGE I (em azul, projeto antigo, em vermelho, projeto novo).

Necessita-se reafirmar que esta incerteza quase nada tem a ver com o comportamento de vento (notadamente a variabilidade eólica). Traçando um paralelo com energia hidráulica, esta incerteza seria a composição dos erros do molinete que mede a velocidade da água, o processo de medição, que incluiria

a grade de medidas (perfil de velocidade) e a construção da curva chave, além dos erros inerentes à transposição de vazões e das características das turbinas. Caso isto fosse feito para as centrais hidrelétricas, seguramente a incerteza seria muito maior, pois o processo de medição, por si só, apresenta erro significativo. Observa-se que no cálculo da energia assegurada da geração hidrelétrica não são considerados erros desta natureza.

De outro lado, a incerteza do vento leva, evidentemente, a incerteza na produção de energia. À semelhança do que se faz em hidrelétrica, a curva de permanência resume este comportamento. Na Figura 2 apresenta-se a curva de permanência da energia líquida para o novo projeto de CGE I. Observa-se que a energia de referência é maior que a mediana deste gráfico (P50), pois na primeira não foram incluídas as perdas do sistema elétrico (Energia Líquida Anual Longo Prazo = Energia Anual Bruta – (Perdas Aerodinâmicas + Indisponibilidade + Perdas Elétricas + Degradação das Pás)).

A relação entre P50 e P95 é aproximadamente 1,3. Quando se compara relação semelhante em postos hidrométricos, valores bem mais elevados são encontrados. Em médias bacias este valor gira por volta de dois, caído para maiores bacias, mas, ainda assim, bem maiores que o valor encontrado para a energia eólica em questão. Assim, a incerteza na geração média anual de centrais eólicas é compatível com a respectiva incerteza na geração hidráulica.

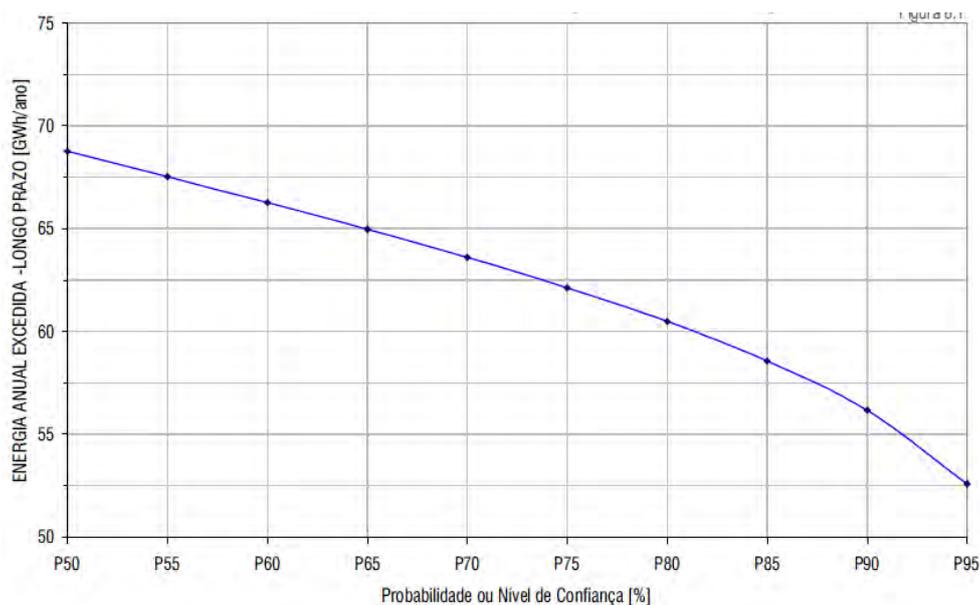


Figura 2 - Curva de Energia Excedida para valores entre P50 e P95 – UEE I – ER Solicitada.

Além da incerteza da média anual, há também a incerteza na geração intra-anual. No caso presente (CGE I), com base na Figura 3, a relação entre a energia média mensal máxima e a mínima média mensal é de 2,45. Para postos hidrométricos em bacias de médio porte, os valores são da mesma ordem. Assim, a variabilidade intra-anual da geração média mensal em centrais eólicas é da mesma ordem da variabilidade em geração hidrelétrica de pequeno e médio porte.

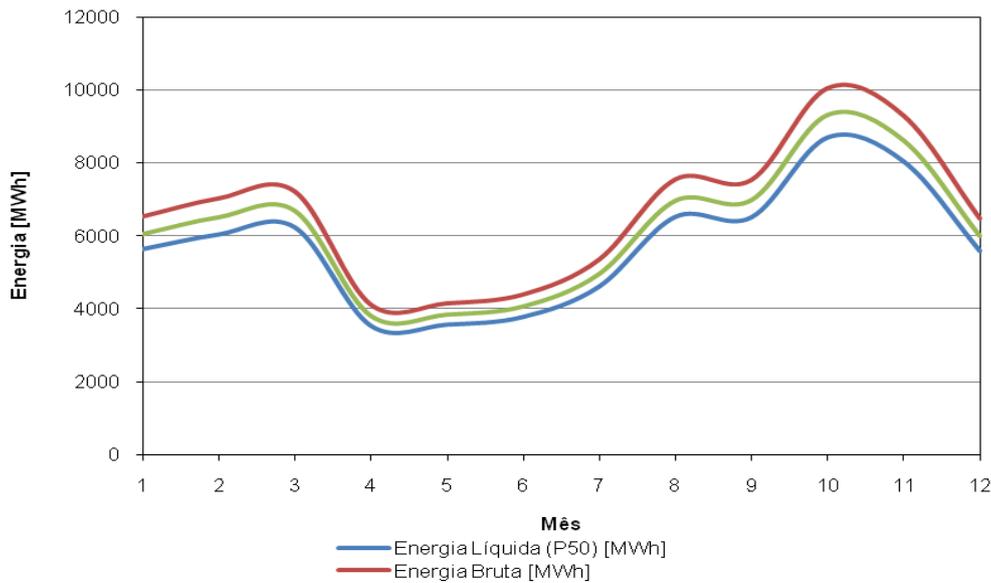


Figura 3 - Comportamento intra-anual da energia média.

Com base no comportamento mensal médio para cada mês, apresentado na Figura 3, pode-se inferir que há uma expectativa de se ter uma média de geração mensal, na CGE I, maior que a Energia de Referência solicitada (Figura 4).

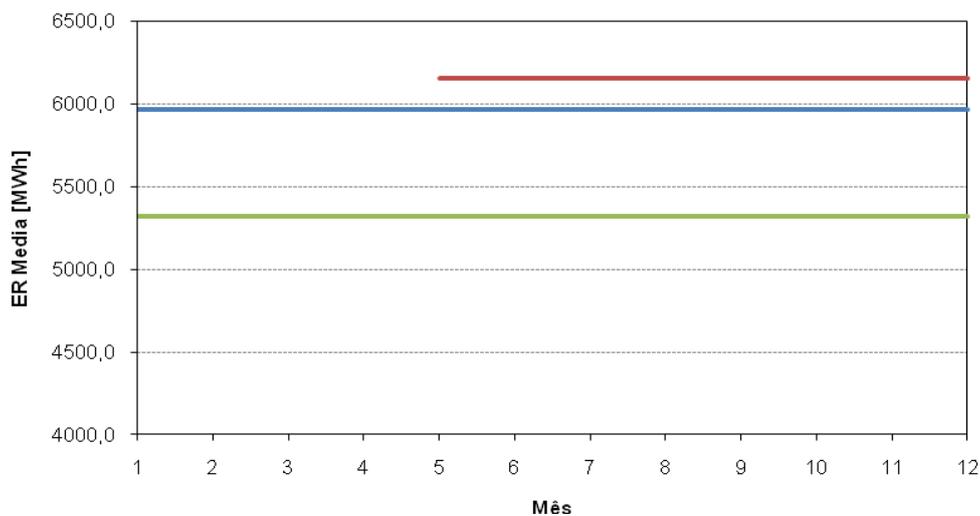


Figura 4 – ER antiga (verde), ER nova (azul) e valor médio mensal esperado para a geração comercial, a partir de maio de 2010.

Não se pode inferir o comportamento futuro de uma planta eólica com base em apenas em um ano de medição de vento ou operação efetiva, a não ser que se façam as devidas correções com base na meteorologia típica na região. Este é o procedimento científico ao se projetar (e prever a geração média anual) de uma CGE.

O comportamento de algumas centrais eólicas no país, ao longo do ano de 2009, gerando bem abaixo do valor de referência induziu à compreensão de se estar sobreestimando a energia de referência. O que ocorreu de fato é que o referido ano foi bastante úmido no nordeste do país (muita chuva), consequência do já conhecido efeito da temperatura das águas do mar, e

existe forte correlação negativa entre o vento e a chuva. Para exemplificar, foram adotados os dados de uma estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), convencional e automática, instalada no Nordeste.

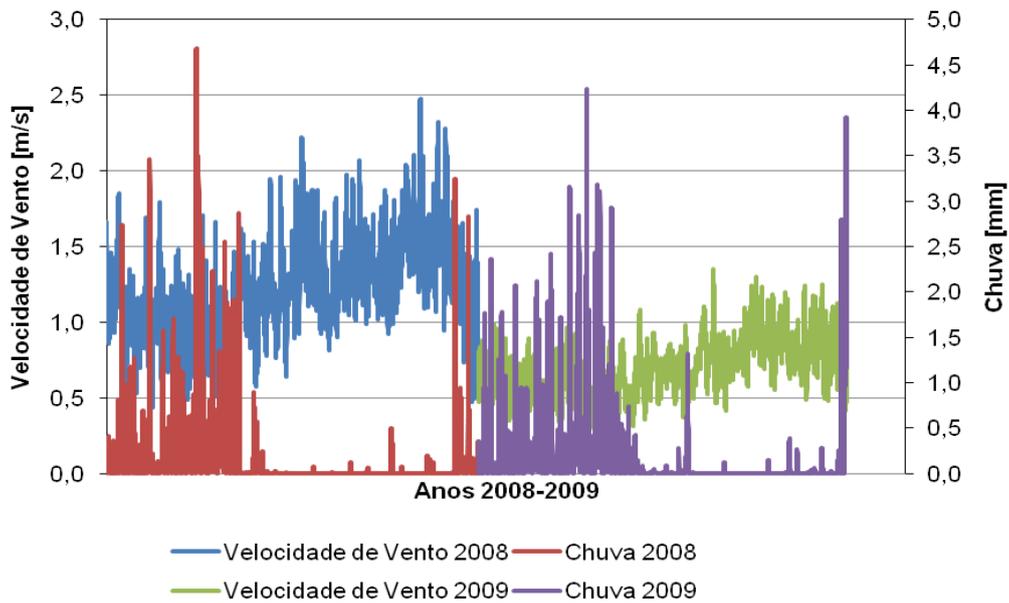


Figura 4 - Comportamento de chuva e vento para a estação para os anos 2008 e 2009.

Tabela 2 – Dados estação meteorológica analisada - Automática.

Ano	Média Velocidade de Vento [m/s]	Média Chuva [mm]
2008	1,23	4,72
2009	1,16	5,73

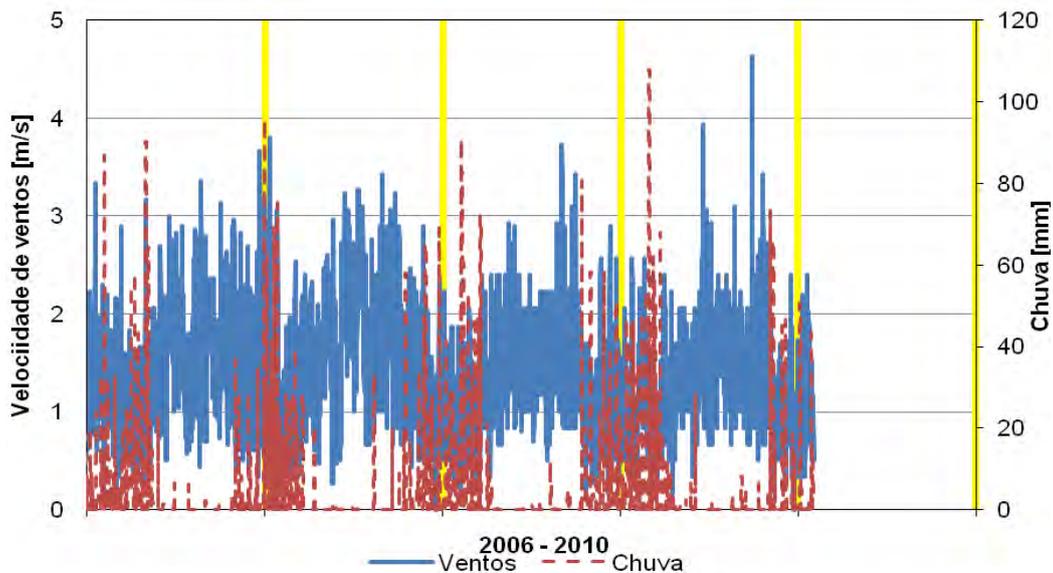


Figura 5 - Comportamento de chuva e vento para a estação para os anos 2006 e 2010.

Tabela 3 – Dados Estação meteorológica analisada - Convencional.

Ano	Média Velocidade de Vento [m/s]	Média Chuva [mm]
2006	1,43	3,84
2007	1,57	3,88
2008	1,34	4,69
2009	1,30	5,53

Considerando o exposto acima, o comportamento das centrais eólicas durante o ano de 2009 não é característico, posto ter sido um ano de muita chuva, o que implica menos vento, e não pode ser balizador para se estimar o comportamento futuro dessa geração.

7. POSICIONAMENTO REGULATÓRIO

A ANEEL vem, rigorosamente, seguindo o que estabelece a Resolução Normativa nº62, ANEEL (2004), no art. 4º, inciso II, que determina que o montante de energia de referência de uma Central Geradora Elétrica (CGE) ou Usina Eólicoelétrica (UEE) seja calculado apenas com base nos seguintes parâmetros:

- a) valor esperado da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF;
- b) valor esperado da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada – TEIP; e
- c) valor esperado da produção bruta anual, obtido a partir de “micrositing” (micro-posicionamento) e certificado por instituição ou empresa competente.

Isto se evidencia, dentre outros, pelas decisões de Diretoria que seguem.

7.1. UEEs CANOA QUEBRADA, ENACEL E BONS VENTOS (PROCESSO: 48500.005652/2008-91)

Relatora: Joísa Campanher Dutra Saraiva

Data: Setembro de 2008

Fundamentado no disposto no art. 8º, parágrafo único, da REN nº 62 (2004), o agente responsável pela referida UEE solicitou a revisão do respectivo montante de energia de referência, fixado na REN nº 65 (2004), devido à alteração nas características técnicas das turbinas utilizadas nas referidas UEEs conforme o disposto na Resolução Autorizativa nº 2.628, ANEEL (2008).

Conforme constatado na Nota Técnica nº057 (2008) da SRG/ANEEL, a disponibilidade das UEEs Canoa Quebrada, Enacel e Bons Ventos, obtida dos valores de TEIF1 e TEIP2, sofreu pouca alteração, variando, no máximo, em 2%. Contudo, a produção bruta anual aumentou em 15%, para a UEE Canoa Quebrada, em 64% para a UEE Enacel, e em 36% para a UEE Bons Ventos, o que acabou redundando em um aumento no respectivo montante de energia de referência.

Tabela 3 – Comparação entre os dados referentes ao montante de energia de referência atual e ao montante associado à solicitação de revisão.

Nome da Usina	Agente Responsável	Pot. Inst. (MW)		Eanual(MWh/ano)		TEIF(%)		TEIP(%)		ER (MWh/ano)		FC		
		atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic	Dif
UEE Canoa Quebrada	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	57,000	57,000	189.208	217.467	2,5%	3,0%	2,5%	0,0%	179.866	210.943	0,36	0,42	17%
UEE UEE Enacel	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	31,500	31,500	73.107	120.154	2,5%	3,0%	2,5%	0,0%	69.497	116.549	0,25	0,42	68%
UEE Bons Ventos	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	50,000	50,000	140.820	191.961	2,0%	3,0%	2,0%	0,0%	135.244	186.202	0,31	0,43	38%

Ainda no que diz respeito à alteração nos dados referentes à disponibilidade energética, ressalta-se a exigência de que o cálculo da produção bruta anual seja realizado por instituição competente. No caso em questão, esse cálculo foi realizado pela Camargo Schubert, empresa de consultoria na área de exploração da energia eólica com reputação no mercado, que, entre outros produtos, elaborou o atlas de potencial eólico nacional e de mais 9 Estados brasileiros. Igualmente, o agente também encaminhou à ANEEL os dados de velocidade de vento tanto brutos quanto processados utilizados no referido cálculo.

7.2. UEE BEBERIBE (PROCESSO: 48500.003825/2008-37)

Relator: Diretor José Guilherme Silva Menezes Senna

Data: Agosto de 2008

O agente responsável pela referida usina, fundamentado no disposto no parágrafo único do art. 8º da Resolução Normativa nº 62, ANEEL (2004), solicitou a revisão do montante de energia de referência devido à alteração em diversos parâmetros que influenciam o cálculo de tal energia, inclusive o da capacidade instalada, que passou de 25,2 MW para 25,6 MW, e, também, da quantidade de turbinas, sendo alterada de 42 para 32 unidades, conforme Resolução Autorizativa nº 1.264 (2008).

Conforme apontado pela SRG na Nota Técnica nº 055 (2008) da SRG/ANEEL, a disponibilidade da UEE Beberibe, obtida dos valores de TEIF e TEIP, sofreu pouca alteração passando de 97% para 96,43%. A capacidade instalada também teve uma alteração pouco significativa, de 25,2 MW para 25,6 MW, ou seja, um aumento de 2%. Contudo, a produção bruta anual aumentou em 25% implicando em um aumento de 23% no montante da energia de referência.

Tabela 4 – Comparação entre os dados referentes ao montante de energia de referência atual e ao montante associado à solicitação de revisão.

Nome da Usina	Agente Responsável	Pot. Inst. (MW)		Eanual(MWh/ano)		TEIF(%)		TEIP(%)		ER (MWh/ano)		FC	
		atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic	atual	solic
UEE Beberibe	Eco Energy Beberibe Ltda	25,200	25,600	71.418	88.600	0,0%	1,0%	3,0%	2,6%	69.275	85.433	0,31	0,38

A SRG, então, analisou, os relatórios de certificação da produção anual bruta, observando que, mesmo não havendo alteração significativa da capacidade instalada, diversos fatores importantes na definição da produção anual de uma UEE foram alterados como, por exemplo, o modelo da turbina e o leiaute da planta (distribuição das turbinas no terreno), sendo que esse último influenciou no nível de sombreamento entre as turbinas (efeito esteira).

Na análise efetuada pela SRG, foi observado um aumento de 22,5% (2,41 GWh contra 2,95 GWh) na capacidade de produção com o novo modelo, indicando, pois, que a alteração do modelo de turbina teve uma influência bastante significativa no aumento do montante de energia de referência. Outro fator que merece destaque é o coeficiente de perda por efeito esteira, que diminuiu de 16,61% para 6,8%, conforme informação do agente responsável.

7.3. UEEs SOB CONTROLE DA EMPRESA ENERGIMP S.A. (PROCESSO: 48500.006113/2009-51)

Relator: Romeu Donizete Rufino

Data: Novembro de 2009

Fundamentado no disposto no art. 8º, parágrafo único, da REN nº 62 (2004), a Energimp S.A., empresa controladora dos agentes responsáveis pelas UEEs supracitadas, solicitou de revisão do respectivo montante de energia de referência, estabelecido na REN nº 65 (2004), devido às alterações de diversos parâmetros da planta que influenciam nesse montante, por exemplo, a potência nominal da turbina eólica e a quantidade de turbinas. Ressalta-se que nas UEEs Amparo, Campo Belo, Cascata e Santo Antônio também foi alterada a capacidade instalada.

Para fins da análise, por haver aumento da capacidade instalada em 4 das 10 UEE's em questão e considerando o fato de que a potência contratada no âmbito do PROINFA não será alterada, utilizou-se como parâmetro de comparação o fator de capacidade em lugar do montante de energia de referência. Nesse sentido, cabe observar que, nos casos de aumento de capacidade instalada, a alteração na energia contratada no âmbito do PROINFA é menor que a alteração no montante de energia de referência, devendo guardar proporção com a potência contratada.

Posto isso, continua a análise destacando que, conforme consta da Nota Técnica nº053, ANEEL (2009), das 10 UEE's elencadas, apenas 5 apresentaram aumento no fator de capacidade, de no máximo 9%, e 4 apresentaram redução no fator de capacidade, de no máximo 4%. Em média, o aumento no fator de capacidade foi de apenas 3%.

Tabela 5 – Comparação entre os dados referentes ao montante de energia de referência atual e ao montante associado à solicitação de revisão.

Nome da Usina	Agente Responsável	Pot. Inst. (MW)		E. bruta(MWh/ano)		TEIF(%)		TEIP(%)		ER (MWh/ano)		FC		
		ER_atual	ER_solic	ER_atual	ER_solic	ER_atual	ER_solic	ER_atual	ER_solic	ER_atual	ER_solic	ER_atual	ER_solic	diff(%)
Amparo	Amparo Energia Eólica S.A.	21,400	22,500	60.168	66.553	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	58.363	64.571	0,31	0,33	5%
Aquibatã	Aquibatã Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	80.417	87.135	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	78.004	84.540	0,30	0,32	8%
Bom Jardim	Bom Jardim Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	71.700	76.177	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	69.549	73.909	0,26	0,28	6%
Campo Belo	Campo Belo Energia Eólica S.A.	9,600	10,500	28.088	29.679	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	27.245	28.796	0,32	0,31	-3%
Cascata	Cascata Energia Eólica S.A.	4,800	6,000	13.287	18.065	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	12.888	17.527	0,31	0,33	9%
Cruz Alta	Cruz Alta Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	82.256	82.644	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	79.788	80.184	0,30	0,31	0%
Pulpito	Pulpito Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	78.604	77.886	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	76.246	75.567	0,29	0,29	-1%
Rio do Ouro	Rio de Ouro Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	76.214	73.514	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	73.928	71.325	0,28	0,27	-4%
Salto	Salto Energia Eólica S.A.	30,000	30,000	83.833	89.336	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	81.318	86.676	0,31	0,33	7%
Santo Antônio	Santo Antônio Energia Eólica S.A.	1,930	3,000	4.924	7.429	0,0%	1,5%	3,0%	1,5%	4.776	7.208	0,28	0,27	-3%

Comparando, para cada UEE, o relatório de produção anual bruta referente ao montante de energia de referência atual com o referente à solicitação de revisão, a SRG observou que a substituição por um modelo com maior diâmetro de pá, mesmo reduzindo a quantidade de turbinas, aumentou, em média, 36% a área de varredura equivalente. Já a revisão dos dados de vento proporcionou um aumento, em média, de 23% na disponibilidade energética. Por outro lado, houve um aumento das perdas por efeito esteira, 3% em média. Já a disponibilidade praticamente não foi alterada (de 97,00% para 97,02%).

Por fim, não obstante a revisão do montante de energia de referência não implicar em aumentos significativos na energia contratada - o maior aumento é de 9% - ressalto que o efeito negativo de uma eventual superestimação do montante de energia de referência na Conta PROINFA é minorado significativamente com a revisão desse parâmetro com base na geração verificada, nos termos do disposto no art. 5º. da REN nº. 62, ANEEL (2004). Esse fato é importante, pois há um risco de ocorrência de diferenças significativas, positivas ou negativas, entre os montantes correspondentes à energia de referência inicial e à média da geração efetiva da CGE ao longo do período contratual, cujo cálculo é efetuado com base em histórico de tamanho bastante reduzido.

7.4. CONSIDERAÇÃO

No caso das UEEs acima citadas a SRG recomendou a alteração da energia de referência considerando que: (i) a solicitação efetuada observa integralmente as exigências regulamentares; (ii) o agente apresentou os contratos de compra das turbinas, com as devidas garantias do fabricante quanto às características de desempenho; (iii) as medições de vento estão devidamente certificadas por empresa competente; e (iv) o efeito negativo de uma eventual superestimação da energia de referência na Conta PROINFA será minorado significativamente com a revisão da energia de referência com base na geração verificada, nos termos do disposto no art. 5 da Resolução Normativa nº 62, de 2004.

Observa-se, pois, que a ANEEL tem se prendido estritamente às normas vigentes, com é característica sua, limitando o seu poder discricionário onde couber e for oportuno.

8. CONCLUSÃO

A energia de referência é o valor anual médio bruto e não o valor líquido de geração, pois os preços do PROINFA valorizam a energia na barra de geração, e não no centro de gravidade do sistema elétrico, como é na comercialização. Portanto, ela não pode ser outra que não a energia anual esperada (valor médio de longo prazo) calculado segundo procedimentos padronizados.

A incerteza na geração média anual de centrais eólicas é compatível com a respectiva incerteza na geração hidráulica. A variabilidade intra-anual da geração média mensal em centrais eólicas é da mesma ordem da variabilidade em geração hidrelétrica de pequeno e médio portes.

A ANEEL tem se prendido estritamente às normas vigentes, com é característica sua, limitando o seu poder discricionário onde couber e for oportuno.

Acredita-se, assim, ter demonstrado que as práticas aplicadas no setor eólico não estão associadas a incertezas abusivas, sendo compatíveis com as praticadas no setor hidrelétrico, e que, em alguns casos, é ainda mais perfeccionista que o outro, avaliando incertezas de medição e transposição.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Brasil, Agência Nacional Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 62, 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004062.pdf>.

Brasil, Agência Nacional Energia Elétrica, Decreto nº 5.025, 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045025.pdf>.

Brasil, Agência Nacional Energia Elétrica, Relatório UEE Beberibe, Processo 48500.003825/2008-37, 2008.

Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2008707_1.pdf.

Brasil, Agência Nacional Energia Elétrica, Relatório UEEs Canoa Quebrada, Enacel e Bons Ventos, Processo 48500.005652/2008-9, 2008.

Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2008703_1.pdf.

Brasil, Agência Nacional Energia Elétrica, Relatório UEEs sob controle da empresa Energimp S.A., Processo 48500.006113/2009-51, 2009.

Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20092162_1.pdf.

Brasil, Instituto Nacional de Meteorologia, Estação TERESINA-PI, 2010. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/sonabra/dspDadosCodigo.php?QTMxMg>.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Portaria nº 45, 2004.

Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2004045mme.pdf>.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Portaria nº 258, 2008.

Disponível

http://www.siqueiracastro.com.br/informe/regmeio_01/port2582008mme.pdf.

em