

Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Luiz Eduardo Barata

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grutner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**

Marco Antônio Martins Almeida

**Secretaria de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**

Carlos Nogueira da Costa Júnior



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos

Coordenação Geral
Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva
Jorge Trinkenreich

Equipe Técnica
SGE

Nº. EPE-DEE-NT-044/2016-r0

Data: 07 de abril de 2016

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

The logo of EPE (Empresa de Pesquisa Energética) is located in the top left corner of the first row. It consists of the lowercase letters 'epe' in a blue, sans-serif font, with a stylized orange and yellow circular graphic element to its left. Below the logo, the text 'Empresa de Pesquisa Energética' is written in a smaller, grey font.		
<i>Área de Estudo</i> Características Técnicas de Empreendimentos Eólicos		
<i>Estudo</i> EMPREENDIMENTOS EÓLICOS		
<i>Macro atividade</i> Avaliação na Garantia Física de empreendimentos que eólicos		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	07/04/2016	Emissão original

Sumário

APRESENTAÇÃO	6
1. Definições	7
2. Sobre o Impacto do TEIF e IP no cálculo da Garantia Física	8
3. Revisão da Literatura	11
4. Da diferença entre Indisponibilidade da Usina e Impacto na Energia	13
5. Das referências mínimas de valores	15
6. Referências.....	16

APRESENTAÇÃO

Cabe a EPE aplicar as metodologias de cálculo e recálculo de Garantia Física (GF) dos Empreendimentos Eólicos, estabelecidas nas Portarias MME nº 101, de 22 de março de 2016, e nº 416, de 1º de setembro de 2015. Para tal, considerando que os valores de TEIF e IP estimados para calcular a GF são necessários, observa-se que algumas precauções devem ser consideradas.

Nesse contexto, este documento apresenta considerações que devem ser observadas nas declarações de TEIF e IP para cálculo de garantia física de projetos eólicos, bem como para recálculo de garantia física em função de alterações de características técnicas. Além disso, este documento indica estatísticas robustas coletadas ao redor do mundo e publicações de renomados pesquisadores da área.

1. Definições

Para fins de aplicação das metodologias de cálculo e recálculo de garantia física, devem ser observadas as definições apresentadas a seguir:

Indisponibilidade Programada (IP)

Percentual do impacto na produção de energia devido a paradas programadas para manutenção.

Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF)

Percentual do impacto na produção de energia devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas.

2. Sobre o Impacto do TEIF e IP no cálculo ou recálculo da Garantia Física

Conforme estabelecido na Portaria MME nº 101 de 2016, a Garantia Física (GF) do empreendimento é definida conforme expressão abaixo:

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Onde:

$P90_{ac}$ = produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP = Indisponibilidade Programada;

ΔP = Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão da Usina Eólica com o Sistema Elétrico, em MWh; e 8760 = número de horas por ano.

No caso do cálculo de garantia física revisada ($GF_{revisada}$) com base nas alterações de características técnicas, o inciso I do art. 1º da Portaria MME nº 416 de 2015 apresenta as seguintes expressões:

a) Para empreendimentos cuja GF vigente tenha sido calculada com base no $P50_{ac}$ ¹:

$$GF_{revisada} = \min\left[GF_{vigente} + \Delta GF; \left(\frac{P50_{CERTnovo} \times (1 - TEIF_{novo}) \times (1 - IP_{novo}) - \Delta P_{novo}}{8760}\right)\right]$$

Sendo:

$$\Delta GF = \begin{cases} GF_1 - GF_0, & \text{se } (GF_1 - GF_0) > 0 \\ 0, & \text{se } (GF_1 - GF_0) \leq 0 \end{cases}$$

$$GF_0 = \left[\frac{P90_{CERTvigente} \times (1 - TEIF_{vigente}) \times (1 - IP_{vigente}) - \Delta P_{vigente}}{8760} \right]$$

$$GF_1 = \left[\frac{P90_{CERTnovo} \times (1 - TEIF_{novo}) \times (1 - IP_{novo}) - \Delta P_{novo}}{8760} \right]$$

¹ Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento.

Onde:

GF_0 : Montante de Garantia Física de Energia do Empreendimento, calculado sem considerar as alterações de características técnicas motivadoras da revisão de Garantia Física, expresso em Megawatts médios - MW médios;

GF_1 : Montante de Garantia Física de Energia do Empreendimento, calculado com as alterações de características técnicas motivadoras da revisão de Garantia Física, expresso em Megawatts médios - MW médios;

ΔGF : Acréscimo de Garantia Física de Energia em decorrência da alteração de características técnicas do Empreendimento, expresso em Megawatts médios - MW médios;

$P50_{CERTnovo}$: Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento para um período de variabilidade futura de vinte anos, que deve constar do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia Elétrica, considerando as alterações de características técnicas aprovadas, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano;

$P90_{CERTvigente}$: Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento para um período de variabilidade futura de vinte anos, constante do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia Elétrica, que fundamentou o cálculo da $GF_{vigente}$, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano;

$P90_{CERTnovo}$: Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento para um período de variabilidade futura de vinte anos, que deve constar do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia Elétrica, considerando as alterações de características técnicas aprovadas, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano;

$TEIF_{vigente}$: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada que fundamentou o cálculo da $GF_{vigente}$, expresso em percentual - %;

$IP_{vigente}$: Indisponibilidade Programada que fundamentou o cálculo da $GF_{vigente}$, expresso em percentual - %;

$TEIF_{novo}$: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada do Empreendimento considerando as alterações de características técnicas aprovadas, expresso em percentual - %;

IP_{novo} : Indisponibilidade Programada do Empreendimento considerando as alterações de características técnicas aprovadas, expresso em percentual - %;

$\Delta P_{vigente}$: Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão do Empreendimento com o Sistema Elétrico, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano, que fundamentou o cálculo da $GF_{vigente}$;

ΔP_{novo} : Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão do Empreendimento com o Sistema Elétrico, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano, considerando as alterações de características técnicas aprovadas;

$GF_{vigente}$: Montante de Garantia Física de Energia que estiver vigente na data de publicação do resultado da revisão de que trata esta Portaria, expresso em Megawatts médios - MW médios.

b) Para empreendimentos cuja GF vigente tenha sido calculada com base no $P90_{ac}$:

Conforme metodologia estabelecida na Portaria MME nº 101 de 2016, considerando as alterações de características técnicas aprovadas.

Nota-se, portanto, que as taxas de indisponibilidade forçada e programada possuem impacto direto na garantia física. Estas taxas multiplicam uma unidade de energia, em MWh, logo torna-se fundamental avaliar o percentual de desconto que as indisponibilidades impactam na energia e não no tempo. Uma indisponibilidade num determinado período do tempo impacta numa perda maior ou menor de energia.

3. Revisão da Literatura

Algumas normas internacionais abordam o impacto na energia como, por exemplo, a norma (IEC, 2014). Embora trate de usinas em operação, traz uma boa revisão dos conceitos a serem normatizados. O cálculo temporal da indisponibilidade é apresentado na norma (IEC, 2010).

Um estudo que muito contribui para entender o impacto da indisponibilidade é o apresentado por (Graves, Harman, Wilkinson, & Walker, 2008). O estudo, que considerou 15% da potência instalada no mundo para o ano de 2008, chega a estatísticas relevantes. Para aquele ano a média de disponibilidade para os parques eólicos era cerca de 96.1%, sendo a mediana 97.1%. O mesmo estudo mostra que parques em operação há menos de um ano de operação apresentam taxas de disponibilidades ainda menores.

Ainda fazendo referência ao estudo de (Graves, Harman, Wilkinson, & Walker, 2008), os autores discutem a diferença entre as taxas de disponibilidades observadas nos mercados europeus e norte americano. As taxas norte americanas são consideravelmente mais baixas. Os autores atribuem a uma curva de aprendizado dos empreendedores norte americanos, que estaria defasada da curva de aprendizado dos parques europeus. O estudo apresenta as seguintes justificativas para o fato de menor disponibilidade nos EUA:

- Disponibilidade e treinamento de equipes de manutenção
- Disponibilidade de peças sobressalentes e guindastes
- Suporte técnico dependente da Europa
- Tamanho dos projetos
- Afastamento dos parques
- Condições meteorológicas mais severas

Além disso, mostra que turbinas maiores tendem a apresentar mais problemas do que as de menor porte nos primeiros anos de operação. Após o período inicial, os valores de disponibilidade tendem a se igualar.

Os estudos de (Conroya & Gallachóirb, 2011) e (Graves, Harman, Wilkinson, & Walker, 2008) mostram que quanto maior a velocidade do vento, maior a chance de se apresentar problemas que levem a indisponibilidades do aerogerador. Isso significa que uma indisponibilidade de 1% no tempo resulta em um impacto maior em energia. (Graves, Harman, Wilkinson, & Walker, 2008) afirma que em média 1% de indisponibilidade no tempo pode resultar em um impacto de 1,3% na energia, porém é preciso estimar para cada complexo a sua distribuição de vento.

Análises de parques ingleses realizadas no trabalho de (Staffell & Green, 2014) sugerem os valores de 4 a 7% de indisponibilidade. É ressaltado que a disponibilidade pode diminuir com a idade da turbina, seja porque turbinas mais velhas falham com mais frequência, seja porque o tempo de conserto é maior. Já (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2014) apresentam uma análise probabilística para os valores de TEIF e IP.

(Fischer, 2013) mostra que em 2011 havia 0,8% de probabilidade de uma turbina parar ao menos uma vez ao ano. Este estudo, realizado na Alemanha, também apresenta a origem do problema e apresenta estatísticas detalhadas. Descreve que atualmente os pontos fracos das turbinas que apresentam mais falhas são os componentes elétricos e eletrônicos e sistema de arremesso, diferente do passado que a causa principal era a caixa de engrenagens. Diversos outros estudos também apresentam estatísticas relevantes como (Wilkinson, Harman, Spinato, & Delft, 2013), (Ribrant, 2007), (Harman, 2008), (Tavner, Xiang, & Spinato, 2007). (EMD International A/S, 2011) estima entre 2 e 5% as perdas por disponibilidade.

4. Da diferença entre Indisponibilidade da Usina e Impacto na Energia

Hipoteticamente, uma usina pode operar com disponibilidade de 100% do tempo, sempre entregando energia nas 8760 horas do ano. Isso não significa que a mesma tenha apresentado TEIF de 0% neste ano hipotético. No caso hipotético da Figura 1 temos quatro aerogeradores operando e um parado. A usina, como um todo, segue operando e entregando energia, porém em um percentual menor do que deveria estar gerando, caso não houvesse uma indisponibilidade forçada.

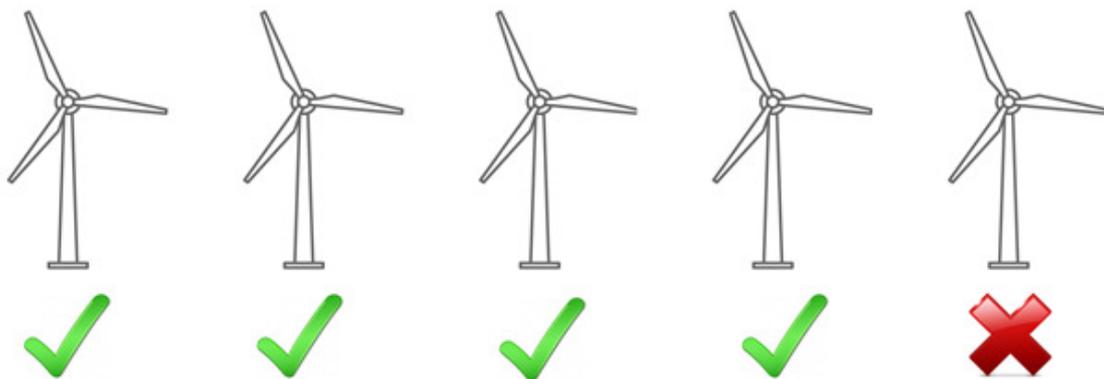


Figura 1: Exemplo de quatro turbinas operando e uma parada: usina segue entregando energia

Podemos exemplificar pela distribuição de Bernoulli. Imagine, por simplificação, que somente existam k aerogeradores (componentes independentes) em um parque eólico. Se estipularmos aerogeradores homogêneos com probabilidade de falha p , poderíamos descrever a função de disponibilidade do parque conforme uma distribuição de Bernoulli:

$$f(k; p) = p^k (1 - p)^{1-k}$$

Existe uma probabilidade pequena de todos os aerogeradores k pararem ao mesmo tempo, segundo esta distribuição. Porém estamos interessados na esperança da distribuição, que notadamente, para a Bernoulli é igual a p . Logo, a média de todas as

ocorrências prevê impacto de p para o parque inteiro, ainda que a probabilidade de parada de todas as máquinas ao mesmo tempo seja menor. Note que neste exemplo simples, excluimos outros componentes que devem ser considerados. Também fizemos uma análise temporal e não o seu impacto na energia.

Estamos interessados no percentual de energia que foi gerado a menor devido às indisponibilidades. Podemos notar que esta conta está associado a própria estimativa de produção de energia. A metodologia indicada atualmente pela EPE para a estimativa de energia bruta e certificada é descrita no item 5.10.2 do documento (Empresa De Pesquisa Energética, 2015):

Produção Anual de Energia Bruta é a energia obtida a partir da velocidade do vento livre considerando as condições meteorológicas locais, a densidade do ar, topografia e rugosidade do terreno, assim como as condições operativas das turbinas. Não devem ser descontados os valores de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

Os índices de indisponibilidade somente serão descontados na última etapa do cálculo ou recálculo da garantia física, conforme item 5.12.a do documento (Empresa De Pesquisa Energética, 2015) *apud* (Ministério de Minas e Energia, 2008), para cálculo e (ANEEL, 2016) para recálculo com base em alterações de características técnicas.

Diversos softwares de estimativas de produção de energia eólica podem fazer tal estimativa, seja através da determinação de um valor fixo ou simulado, utilizando simulação estocástica baseada em uma cadeia de Markov, por exemplo. Utilizando estas técnicas pode-se obter uma estimativa com e outra sem as indisponibilidades, obtendo-se subsídio para o impacto da indisponibilidade na produção de energia.

5. Das referências mínimas de valores

Observa-se que, até que se tenham registros mensais de medição de energia elétrica suficientes para aplicação do disposto no inciso II do art. 1º da Portaria MME nº 416 de 2015 e seja efetivada uma revisão de garantia física com base na geração verificada, considerando assim as indisponibilidades ocorridas refletidas na energia observada, ficam atrelados ao empreendimento eólico os valores de indisponibilidade declarados para fins de cálculo ou revisão de garantia física com base em alterações de características técnicas.

Nesse contexto, e considerando o estágio atual da tecnologia, a EPE considera adequado prever um valor mínimo para o impacto energético em parques eólicos por paradas forçadas (TEIF). Este percentual é um mínimo, considerando manutenção, tempos de conserto e reposição de peças, compatível com as melhores práticas de empreendedores experientes e máquinas com baixo histórico de indisponibilidades. Há evidências na literatura, conforme visto, de valores consideravelmente maiores para os anos iniciais de operação de parques eólicos.

Desta forma, a EPE considera 2% um valor mínimo para o índice de indisponibilidade forçada declarado para fins de cálculo de garantia física ou revisão de garantia física com base em alterações de características técnicas, sendo prudente o agente responsável pelo empreendimento eólico atentar que este percentual ainda é considerado relativamente baixo, conforme referências mundiais indicadas neste documento.

6. Referências

- ANEEL. (2016). Procedimentos para alteração de características técnicas de empreendimentos que comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulado. *Manual do ACATI*, p. 5 de fevereiro de 2016.
- AWS Truepower. (2015). *Open Wind User Manual 1.7*.
- Conroya, N. D., & Gallachóirb, B. P. (2011). Wind turbine availability: Should it be time or energy based? – A case study in Ireland. *Renewable Energy*, pp. 2967–2971.
- DNV GL. (2014). *Windfarmer Tutorial 5.3*.
- EMD International A/S. (2011). *WindPRO 2.7 User Guide*.
- Empresa De Pesquisa Energética. (2015).
http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-017_2009_r12_EOL.PDF. EPE-DEE-017/2009-r12.
- Fischer, K. (2013). Reliability and maintenance of wind turbines. *GRP Windenergie*. Chicago: Fraunhofer Institute .
- Graves, A., Harman, A., Wilkinson, M., & Walker, R. (2008). UNDERSTANDING AVAILABILITY TRENDS OF OPERATING WIND FARMS. *AWEA WINDPOWER Conference*. Houston.
- Harman, K. W. (2008). Availability Trends Observed at Operational Wind Farms. *Vol 10*, (p. European Wind Energy Conference).
- IEC. (2010). *Wind turbines – Part 26-1: Time based availability for wind turbines*. IEC TS 61400-26-1:2010.
- IEC. (2014). *Wind turbines - Part 26-2: Production-based availability for wind turbines*. IEC TS 61400-26-2:2014.
- Matevosyan, J., Bolik, S. M., & Ackermann, T. (2014). Technical Regulations for the Interconnection of Wind Power Plants to the Power System. *Wind Power in Power Systems*.
- Ministério de Minas e Energia. (2008). *Portaria MME nº 258*. 28 de julho de 2008, Brasília.
- Ribrant, J. &. (2007). Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, p. Vol 22.
- Staffell, I., & Green, R. (2014). How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 775–786.
- Tavner, P. J., Xiang, J., & Spinato, F. (2007). Reliability Analysis for Wind Turbines. *Wind Energy*.
- Wilkinson, M., Harman, K., Spinato, F. H., & Delft, T. (2013). *Measuring Wind Turbine Reliability - Results of the Reliawind Project*. GL Garrad Hassan.