



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA DE USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS ASSOCIADAS

**FLAVIO ALBERTO FIGUEREDO ROSA(1); ANDERSON DA COSTA MORAES(1); CRISTIANO SABOIA
RUSCHEL(1); FERNANDA GABRIELA BATISTA DOS SANTOS(1); GUSTAVO PIRES DA PONTE(1); JOSINA
SARAIVA XIMENES(1); JULIANA SANTOS PORCIÚNCULA(1); RAFAELA VEIGA PILLAR(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA - EPE(1)**

RESUMO

A combinação de diferentes fontes de geração é um tema relevante no SEB. A metodologia para definição da Garantia Física de Energia (GF) é um ponto chave. Este estudo busca contribuir na metodologia de cálculo da GF de usinas eólico-fotovoltaicas, considerando restrições de limitação de escoamento e discutindo o impacto de variáveis, como discretização temporal, concomitância de medições, efeitos de longo prazo e variabilidade interanual. Foram realizados estudos de caso em 6 localidades do Nordeste brasileiro. Os resultados indicam que é importante calcular o montante de GF considerando as perdas por *curtailment*. Os efeitos da variabilidade interanual dos ventos são significativos e devem ser considerados.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas híbridas, Eólica, Fotovoltaica, *Curtailment*, Garantia Física

1.0 INTRODUÇÃO

A combinação de usinas de diferentes fontes de geração vem sendo discutida há alguns anos no Setor Elétrico Brasileiro. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já publicou 3 notas técnicas sobre o assunto: a primeira, em 2017, apresentou uma metodologia para cálculo de cortes de geração concomitante (*curtailment*) em usinas eólico-fotovoltaicas (1); a segunda, em 2018, trouxe discussões conceituais, apontando tipologias de combinação, além de aspectos comerciais e regulatórios (2); e a terceira, em 2019, com experiências internacionais e tópicos ligados ao planejamento (3), sendo que logo antes do lançamento desse último estudo, foi realizado um Workshop com agentes do setor para debate do tema. Mais recentemente, a EPE publicou um artigo, em conjunto com outros países, sobre leilões voltados à contratação combinada eólica e solar, com recomendações para o avanço do tema (5).

Um dos pontos que ainda carecem de detalhamento é a metodologia para definição da Garantia Física de Energia (GF) desses projetos combinados. A GF é uma variável de grande relevância para os contratos de comercialização de energia e é fundamental que a metodologia busque refletir da maneira mais adequada possível esta grandeza. Por isso, a definição de metodologia de cálculo de GF cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Neste sentido, este Informe Técnico tem o objetivo de contribuir para o debate apresentando considerações para o cálculo de GF de usinas associadas eólico-fotovoltaicas, considerando restrições decorrentes da limitação da capacidade de escoamento e discutindo o impacto de diferentes variáveis como discretização temporal, concomitância de medições, efeitos de longo prazo e variabilidade interanual. Embora a associação ou hibridismo de usinas não se restrinja à combinação eólico-fotovoltaica, esta é a que possui propostas mais avançadas.

Ressalta-se que as análises apresentadas consideram compartilhamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) entre as usinas.

O Informe Técnico está organizado em 3 seções, em que são apresentados, respectivamente, os estudos de caso realizados pela EPE, a proposta de cálculo de GF e as conclusões.

2.0 ESTUDOS DE CASO

Idealmente, para uma adequada estimativa da produção combinada e do *curtailment*, seria importante utilizar dados anemométricos e solarimétricos medidos em locais próximos, no mesmo período e com resolução temporal de 10 minutos. Porém, na prática, existe uma dificuldade em se dispor de dados concomitantes e com alta resolução

temporal. Quando existem, são referentes a um período limitado de 1 ou 2 anos. Por isso, duas questões foram avaliadas nos estudos de caso:

- a. Impacto de utilizar dados com resolução horária e não de 10 minutos;
- b. Impacto do uso de dados não simultâneos, o que permitiria análises da influência do longo prazo no *curtailment*;

O primeiro estudo de caso baseia-se no projeto piloto de usina fotovoltaica a ser instalada no município de Curral Novo do Piauí associada a uma usina eólica existente. Este caso será utilizado para uma comparação de estimativas de *curtailment* feitos com dados horários frente a dados a cada dez minutos e para uma primeira estimativa de variabilidade interanual do *curtailment*. Com estes, se busca comparar a importância relativa dos efeitos de discretização dos dados, variabilidade interanual da fonte eólica e variabilidade interanual da fonte fotovoltaica. Ainda, comparando-se os *curtailments* estimados utilizando anos de geração eólica e anos de geração fotovoltaica não concomitantes, avalia-se a importância da concomitância dos dados nessa estimativa.

Já o segundo estudo de caso inclui 5 outras localidades do Nordeste brasileiro, a fim de verificar se os resultados obtidos no primeiro estudo de caso podem ser generalizados. Além disso, a análise de variabilidade interanual das fontes foi ampliada, visto havia uma maior disponibilidade de dados eólicos.

Em todos os casos, foi analisada uma nova usina fotovoltaica associando-se a uma usina eólica existente, com compartilhamento de MUST. Considera-se uma capacidade de escoamento igual à potência eólica instalada, e uma usina fotovoltaica adicional com 35% dessa capacidade. O *curtailment* é tratado como uma perda na usina fotovoltaica, com a limitação sendo realizada nos inversores fotovoltaicos por comando de um sistema centralizado. A FIGURA 1 ilustra as proporções adotadas, bem como o montante de conexão disponível. Avaliações considerando variação das proporções das fontes estão fora do escopo deste Informe e já foram realizados em trabalho anterior (1).

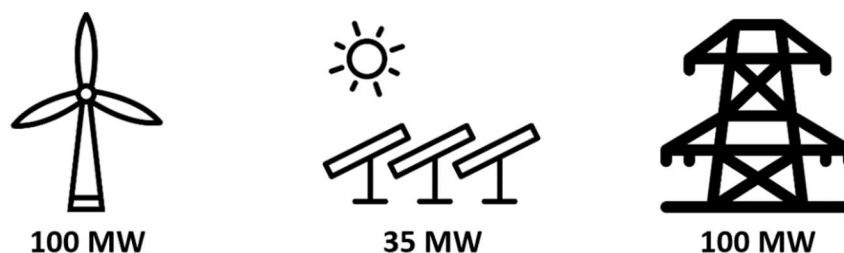


FIGURA 1 – Configuração utilizada nos estudos de caso

2.1 DADOS DISPONÍVEIS

2.1.1 Estudo de caso 1: projeto-piloto no Piauí

Para a localidade onde será implantado o projeto-piloto, há um total de três anos completos (2017-2019) de medição de vento a cada 10 minutos, registrados no Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas¹ (AMA). Utilizando-se a curva de potência dos aerogeradores instalados no local, estima-se a geração eólica verificada nesse período.

Para a estimativa da produção fotovoltaica, são utilizados dois conjuntos de dados de irradiação e temperatura. O primeiro provém de uma medição local da empresa responsável pelo projeto piloto, cujos dados foram cedidos à EPE para a realização desse estudo. Foi utilizada a série de irradiação e temperatura do ano de 2019, com discretização de 10 minutos. O segundo conjunto de dados de irradiação global horizontal e temperatura é proveniente do MERRA-2², com 20 anos (2000-2019) e discretização horária. Apesar de alguns estudos apontarem que esta base possui um viés de alta (4), o prazo disponível é útil para realização do estudo da variabilidade interanual da fonte. Para ambos os conjuntos de dados, a produção fotovoltaica é estimada com simulações no software SAM (System Advisor Model), desenvolvido pelo NREL e disponibilizado gratuitamente em seu website.

2.2 Estudo de caso 2: Análises de longo prazo em 5 locais

Para o segundo estudo de caso, foram escolhidas 5 localidades para as quais se possui, próximos entre si:

¹ Banco de dados para registro das medições meteorológicas fornecidas pelos parques eólicos vencedores dos leilões do ACR. Mais informações em: bit.ly/AMA-EPE

² MERRA-2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2).

- Dados horários de irradiação global horizontal fornecidos pelo LABREN-INPE, de 2006 a 2017;
- Dados de vento disponíveis no sistema AMA, com pelo menos seis anos completos, entre 2012 e 2019.

Essas localidades são apresentadas na FIGURA 2, sendo a do Estudo de caso 1 destacada em preto, e as do Estudo de caso 2 em vermelho.

Os dados de irradiação do INPE possuem discretização horária e são provenientes do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, que utiliza imagens de satélite. Pelas características do modelo físico e pelas validações realizadas no Brasil, esses dados tendem a possuir uma precisão maior do que os do MERRA-2, e por isso são utilizados quando disponíveis, apesar do prazo menor.

A TABELA 1 resume as principais informações dos estudos de caso.

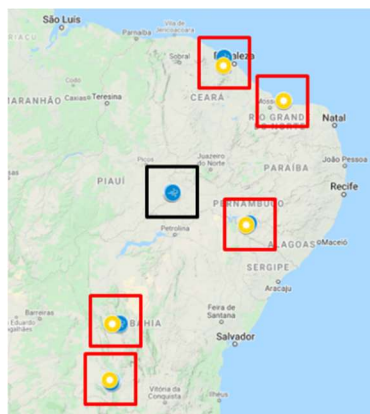


FIGURA 2 – Locais estudados

TABELA 1 - Resumo dos estudos de caso

Estudo de caso	Localidades	Dados velocidade do vento	Dados irradiação solar	Variáveis estudadas
1	Curral Novo do Piauí	✓ 3 anos (2017-2019) ✓ medição a cada 10 minutos	✓ 1 ano (2019) medido no local a cada 10 minutos ✓ 20 anos (2000-2019) de dados horários	✓ discretização dos dados ✓ variabilidade dos recursos (3 anos) ✓ concomitância dos dados
2	5 localidades do Nordeste	✓ 6 a 8 anos (2012-2019) ✓ medição a cada 10 minutos	✓ 12 anos (2006-2017) ✓ dados horários	✓ variabilidade dos recursos (maior prazo) ✓ concomitância dos dados

2.3 RESULTADOS

2.3.1 Estudo de caso 1: projeto-piloto no Piauí

A primeira avaliação foi do efeito da discretização temporal. Foram utilizados os dados solarimétricos e anemométricos medidos com discretização de 10 minutos e concomitantes do ano de 2019. O *curtailment* encontrado foi de 19% da produção fotovoltaica.

Na segunda simulação, estes mesmos dados foram integralizados de hora em hora, fazendo-se as médias horárias de produção eólica e de irradiação solar, sendo o *curtailment* encontrado de 18%.

Portanto, ao menos neste caso, **o impacto da integralização dos dados foi pouco significativo.**

Em seguida, foi feita a avaliação dos efeitos da variabilidade interanual e da concomitância dos dados. Foram simulados os 20 anos de geração fotovoltaica (2000-2019) e combinados individualmente com os três anos de dados de geração eólica (2017-2019), com integralização horária. Ao combinar-se cada ano simulado de geração fotovoltaica com os três de geração eólica, possui-se 60 “anos virtuais” de geração combinada, para os quais analisa-se o comportamento do *curtailment*. Essa análise desconsidere uma eventual correlação entre irradiação solar e velocidade do vento ao combinar produções de anos diferentes, mas permite avaliar a influência da variabilidade de ambas as fontes.

A FIGURA 3 - (a) apresenta os valores de *curtailment* para cada “ano eólico” variando-se o “ano fotovoltaico”. Verifica-se que o ano fotovoltaico considerado tem baixa influência no *curtailment* médio anual, enquanto as variações com

o ano eólico são mais significativas. Considerando a geração eólica de 2019, o *curtailment* fica entre 17% e 20% para qualquer que seja o ano de produção fotovoltaica e considerando a produção eólica de 2017 o nível de corte fica entre 25% e 28%. Pelo menos três fatores influenciam esses resultados: a baixa variabilidade interanual da geração fotovoltaica, a variabilidade interanual da geração eólica e a maior capacidade instalada proporcional da fonte eólica nesse estudo.

Já na FIGURA 3 - (b), observa-se que, para cada ano de produção eólica, em cada mês, a variabilidade do *curtailment* com o ano de produção fotovoltaica é relativamente reduzida. A sazonalidade do *curtailment* também se mantém ao variar o ano de produção eólica, embora os níveis variem, principalmente nos meses de maior geração, resultando em maior corte anual.

Também é possível notar que os resultados de *curtailment* são semelhantes (frente às variações com o ano eólico), inclusive em base mensal, para quaisquer dos anos fotovoltaicos. Isso indica que, **independente dos dados eólicos e fotovoltaicos utilizados serem medidos no mesmo ano ou não, os resultados não se alteram significativamente**. Destaca-se que a afirmação de que a concomitância não é fundamental refere-se apenas ao ano de dados utilizado. A compatibilização horária e mensal dos dados ainda deve ser realizada, a fim de considerar os perfis horários e sazonais de ambas as fontes, e de sua combinação.

Conclui-se que a influência da variabilidade interanual da fonte eólica aparenta ser mais relevante inclusive que a influência da discretização temporal dos dados, o que poderia justificar o uso de dados horários com um maior prazo de estudo, em detrimento de dados mais discretizados e medidos simultaneamente.

Portanto, os resultados indicam a importância de utilização de séries mais longas, principalmente para a geração eólica, o que será mais bem explorado no segundo estudo de caso.

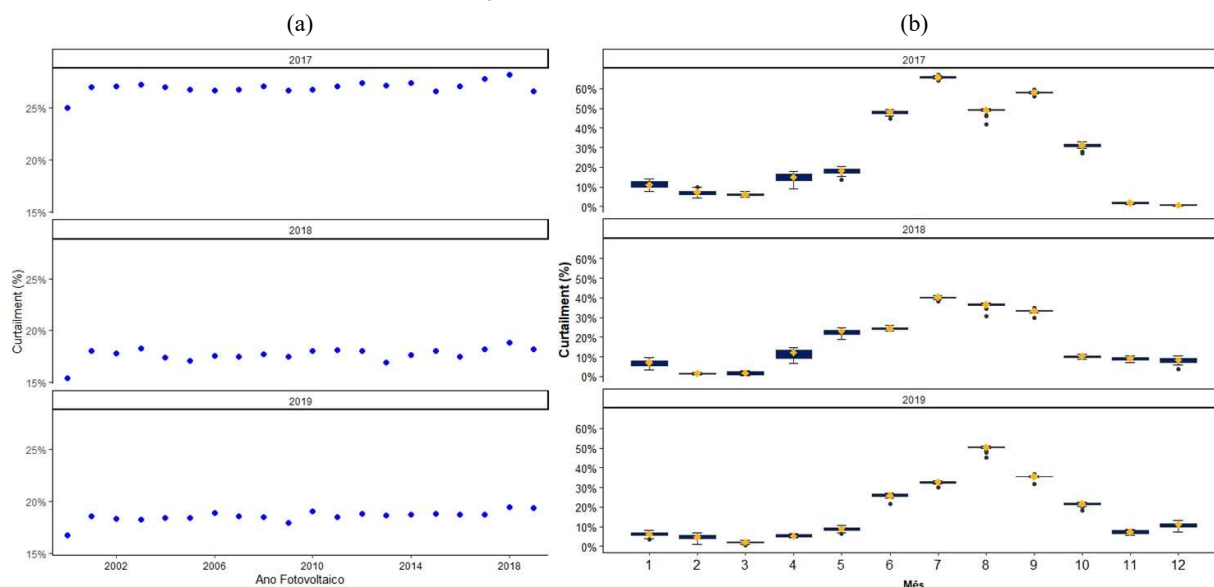


FIGURA 3 – Comportamento anual e sazonal do *curtailment* com diferentes anos eólicos e fotovoltaicos

2.3.2 Estudo de caso 2: Análises de longo prazo em 5 locais

Para avaliação da variabilidade da produção eólica em prazo mais longo, o segundo estudo de caso considera as 5 localidades apresentadas na FIGURA 2. Cada localidade possui de 6 a 8 anos de produção eólica, que, em conjunto com os 12 anos de dados solarimétricos do LABREN-INPE, perfazem um total de 72 a 96 anos virtuais de produção combinada para cada usina.

Os perfis horários médios de produção eólica e fotovoltaica de cada localidade são apresentados na FIGURA 4. É visível a diferença entre os perfis de vento, com a localidade de Caucaia (CE) tendo ventos mais diurnos que as demais, por exemplo. Para comparação, foram incluídos os perfis do município de Curral Novo do Piauí, localidade avaliada no estudo de caso 1.

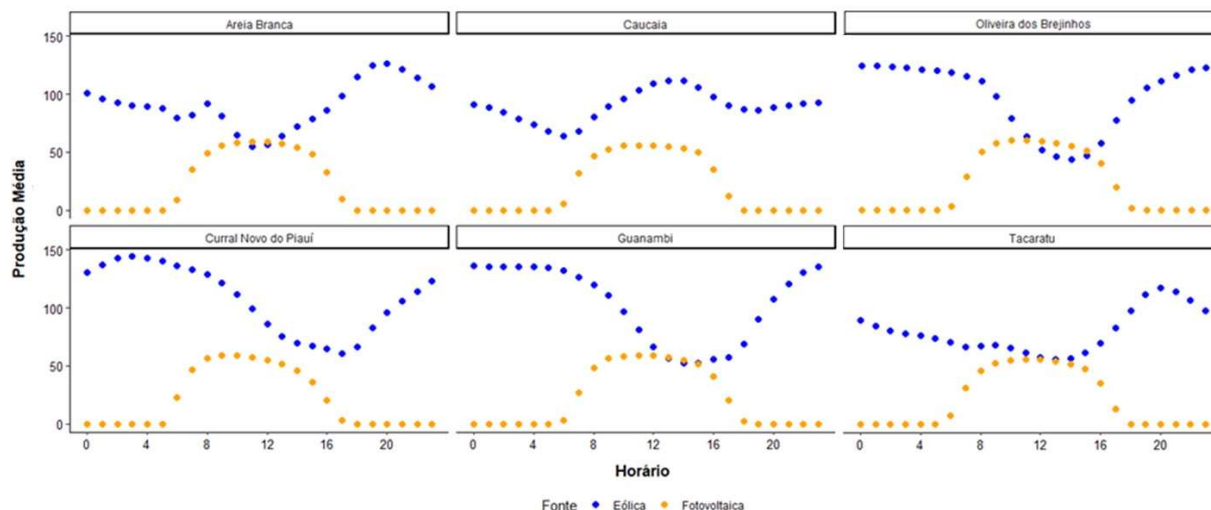


FIGURA 4 – Perfis de produção eólica e fotovoltaica dos locais estudados

Os resultados de variabilidade interanual do *curtailment* são apresentados na FIGURA 5. Verifica-se que o nível base de corte depende do local, dado que os perfis de vento e as turbinas eólicas instaladas em cada um deles são diferentes. Além desses fatores, percebe-se que o ano de produção eólica possui forte influência no nível de corte de geração.

Tomando, como exemplo, a produção em Caucaia, o corte de produção fotovoltaica fica próximo a 25% considerando a produção eólica de 2013, para qualquer produção fotovoltaica considerada. Utilizando-se a produção eólica de 2018 ou 2019, esse nível de *curtailment* fica em torno de 15%. Assim, caso um projeto tenha considerado como base a produção eólica de 2019 no cálculo de *curtailment*, e a produção eólica seja similar à de 2013 em um ano futuro, o corte de produção fotovoltaica seria 66% superior ao projetado. O uso de mais anos reduz esse risco, mas não o elimina. Ainda para a localidade de Caucaia, mesmo utilizando o período de 2017-2019, verifica-se que este ainda possui um viés de baixa em relação ao período estudado de 7 anos. Já o ano de produção fotovoltaica, conforme visto na análise anterior, tem influência secundária no corte de energia anual. A baixa variabilidade interanual, o perfil horário bem definido e a menor proporção instalada da fonte são as prováveis causas para essa menor influência.

Portanto, verifica-se que **a variabilidade do recurso eólico no longo prazo possui influência significativa na estimativa anual de *curtailment* em usinas associadas eólico-fotovoltaicas.** A ordem de grandeza das variações ao se considerar diferentes anos de vento parece inclusive ser superior à diferença verificada ao se estimar o *curtailment* com dados horários ao invés de dados de 10 minutos.

Assim, dado que o impacto da variação do ano da geração fotovoltaica é baixo na estimativa do *curtailment*, é possível que haja benefícios em realizar a estimativa com dados não concomitantes, se isso significar a possibilidade de uso de uma série de produção eólica mais longa. Dessa forma, havendo um ano completo de medições fotovoltaicas com discretização de 10 minutos, este poderia ser combinado com cada ano de produção eólica, possuindo-se assim diversas estimativas de *curtailment* anuais. Outra possibilidade seria o uso do Ano Meteorológico Típico (TMY) fotovoltaico, que tende a representar a característica de longo prazo de irradiação da localidade.

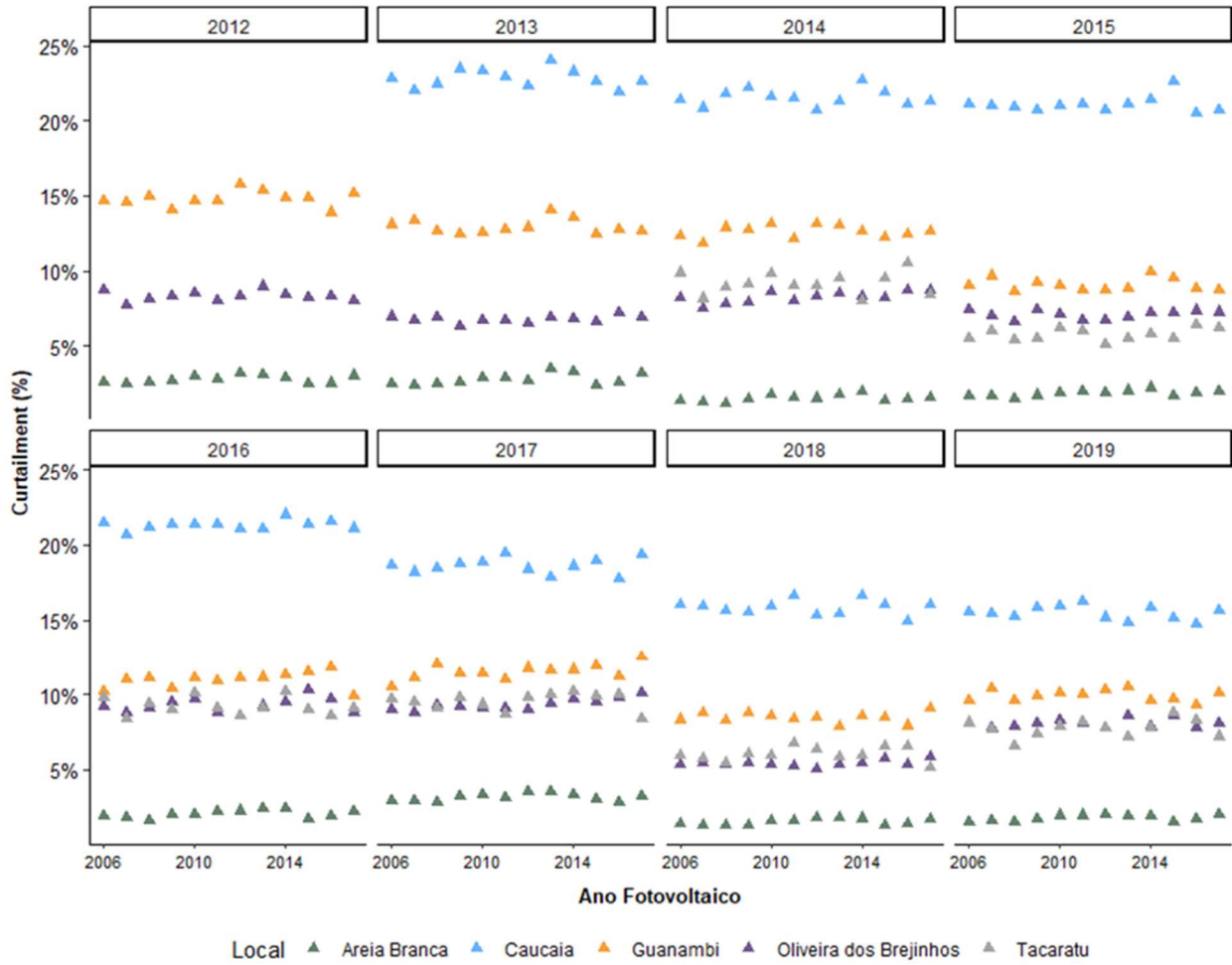


FIGURA 5 - Variações do *curtailment* para cada local com os anos eólicos e fotovoltaicos

3.0 PROPOSTA PARA CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

Considerando as avaliações realizadas no capítulo anterior para a combinação das fontes eólica e fotovoltaica, propõe-se, em um primeiro momento, utilizar-se da mesma metodologia utilizada para as fontes individualmente, descontando-se a estimativa do *curtailment* da GF da fonte que venha a ser instalada por último, em caso de associação com usinas existentes. Essa proposta visa simplificar o processo, evitando revisões nas GF de usinas existentes, bem como alterações em contratos vigentes. No caso de uma usina associada totalmente nova, o empreendedor deve indicar em qual fonte o corte será realizado, para que o cálculo de GF dessa fonte o leve em consideração.

Aplicar-se-ia, assim, o disposto nos itens 2.2 e 2.3 do Anexo I da Portaria MME nº 101/2016, a depender de qual usina está sofrendo o *curtailment* quando houver excesso de geração.

Caso a eólica seja a usina que será cortada, aplica-se o item 2.2 da referida portaria, adaptando a equação de cálculo de modo a destacar o abatimento do *curtailment*, conforme apresentado na Equação 1 abaixo:

$$GF = \left[\frac{P90_{ac} (1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P - curtailment}{8760} \right] \quad (1)$$

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio;

P90_{ac}: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual 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, por unidade [pu];

IP: indisponibilidade programada, por unidade [pu];

ΔP : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina [MWh];
Curtailement: estimativa anual da perda por falta de capacidade de escoamento, [MWh] e
 8760: número de horas por ano.

A produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras.

Caso o corte ocorra na fotovoltaica, aplica-se o item 2.3 da Portaria MME nº 101/2016, adaptando a equação de cálculo de modo a destacar o abatimento do *curtailement*, conforme apresentado na Equação 2 abaixo:

$$GF = \left[\frac{P50_{ac} (1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P - curtailement}{8760} \right] \quad (2)$$

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio e

P50ac: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia.

A produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas relacionadas à temperatura, sujeira, sombreamento, angulares e espectrais, degradação dos módulos, *mismatch*, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor e controle de potência máxima, degradação inicial dos módulos, nível de irradiância, entre outras.

É importante notar que a Portaria MME nº 101/2016 não restringe as perdas que devem ser consideradas no cálculo da GF, indicando apenas as mais comuns que devem ser abatidas, e afirmando que outras também devem ser incluídas. A perda por *curtailement* por falta de capacidade de escoamento pode assim ser enquadrada como uma perda esperada, a exemplo de qualquer outra, devendo ser estimada na etapa de projeto. A principal distinção é que para eólicas considera-se a energia anual média que é excedida com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% (P90), enquanto para fotovoltaicas adota-se o valor de P50. É importante ressaltar que, dado a baixa variabilidade interanual das usinas fotovoltaicas, o P50 destas usinas tende a ser mais próximo ao P90.

Ressalta-se que a proposta aqui apresentada é uma alternativa real para a definição de GF específica para projetos eólico-fotovoltaicos associados, considerando a evolução da discussão regulatória acerca de projetos híbridos e associados. Esta poderia ser considerada, por exemplo, enquanto se discute uma proposta mais abrangente para o tema, inclusive para outras fontes, permitindo assim um tratamento mais imediato dos projetos que vierem a ser autorizados pela ANEEL como projetos piloto sem causar distorções ou desequilíbrios decorrentes da incorreta estimativa de GF.

4.0 CONCLUSÕES

Conforme discutido nos estudos de caso, verificou-se que, em adição aos já conhecidos efeitos do perfil de ventos local e do dimensionamento dos equipamentos de geração instalados, **a variabilidade do recurso eólico tem influência relevante no *curtailement* anual em usinas associadas eólico-fotovoltaicas**. Esse impacto mostrou-se inclusive mais relevante do que a perda de informação gerada pela integralização dos dados de 10 em 10 minutos para horários.

Os testes realizados combinando-se diferentes “anos eólicos” e “anos fotovoltaicos” demonstraram que a influência do ano fotovoltaico é secundária na estimativa do *curtailement*, com todo um histórico simulado de 20 ou 12 anos fornecendo valores de corte semelhantes para um mesmo ano eólico.

Assim, entende-se que, embora fosse desejável uma análise em base temporal mais reduzida e com dados concomitantes, a variabilidade interanual da eólica exerce um impacto mais significativo do que estes fatores. Por essa razão, entende-se que uma estimativa de produção das fontes com prazo mais longo, mesmo que em base horária, seja mais adequada para uma boa estimativa do corte, e consequentemente, das Garantias Físicas de energia.

Portanto, sugere-se que a estimativa do *curtailement* deve incluir uma avaliação com pelo menos três anos de geração eólica verificada ou estimada com medições anemométricas locais. Para a irradiação, pode ser utilizado um histórico de medições concomitante, caso disponível, ou o Ano Meteorológico Típico (TMY) utilizado para estimativa de produção de energia fotovoltaica repetido para cada ano eólico disponível. Pelas características do TMY, de utilizar meses típicos de anos reais, avalia-se que o resultado do *curtailement* tenderia a um valor intermediário dentre aqueles obtidos com diferentes anos fotovoltaicos.

O *curtailement* a ser considerado nas Equações 1 ou 2, para fins de cálculo de GF dos empreendimentos, deve ser a média aritmética dos *curtailments* calculados para cada ano simulado com o procedimento citado. O uso de um

histórico eólico mais longo tende a otimizar a estimativa, trazendo-a mais para mais próximo do valor que será verificado na operação no longo prazo, como indicam os estudos de caso.

A depender do porte das usinas, e da sobre capacidade em relação ao MUST contratado, torna-se crucial considerar uma estimativa de perdas por *curtailment* para definição do montante de GF dos empreendimentos. Nos casos em que uma das usinas é associada com uma existente, um caminho natural seria alocar a perda em questão na usina nova, a fim de evitar alterações na usina existente que poderiam inclusive interferir em contratos vigentes.

As análises mostradas neste Informe Técnico partem da premissa de que será permitido o compartilhamento do MUST. Desta forma, parte da produção deverá ser cortada e o montante de energia não escoado deve ser abatido na GF da usina entrante que venha a se associar à existente. Portanto, as propostas aqui discutidas partem da premissa que, apesar da associação, cada usina teria sua própria GF.

De acordo com a regulação atual para estabelecimento de GF, seria possível considerar a energia não escoada pela restrição de escoamento como uma perda prevista já na etapa de projeto. No caso de usinas eólicas ou fotovoltaicas, tal perda comporia a estimativa de produção de energia de longo prazo realizada pelas certificadoras, a qual embasa o cálculo de GF para esses empreendimentos.

Ainda que se reconheçam as dificuldades metodológicas associadas ao cálculo dessa perda, avalia-se que a realização de uma estimativa, ainda que preliminar, seja o caminho mais adequado no cálculo da Garantia Física de Energia.

5.0 AGRADECIMENTOS

Registra-se aqui o agradecimento à Votorantim Energia, que compartilhou seus dados e estudos realizados para o projeto-piloto submetido à ANEEL, e ao Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), vinculado ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), pelo fornecimento de dados de irradiação solar.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Empresa de Pesquisa Energética. Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de caso. 2017.
- (2) Empresa de Pesquisa Energética. Usinas Híbridas – Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. 2018.
- (3) Empresa de Pesquisa Energética. Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético. 2019.
- (4) URRACA, R., HULD, T., GRACIA-AMILLO, A., MARTINEZ-DE-PISON, F.J., KASPAR, F., SANZ-GARCIA, A. Evaluation of global horizontal irradiance estimates from ERA5 and COSMO-REA6 reanalyses using ground and satellite-based data. Solar Energy. vol. 164, pp. 339-354, 2018.
- (5) Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Combined Wind and Solar Auctions. Maio de 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/paper-combined-wind-and-solar-auctions>

DADOS BIOGRÁFICOS



Graduação e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Trabalha como analista na Empresa de Pesquisa Energética desde 2008, principalmente em estudos de energia eólica.

(2) ANDERSON DA COSTA MORAES

Engenheiro de Produção pela Universidade Federal Fluminense - UFF (2006), pós-graduado em Engenharia da Qualidade de Obras de Construção e Montagem (2010) e MBA em Economia Empresarial pela UFF (2018). Analista de Pesquisa Energética na EPE desde 2008.

(3) CRISTIANO SABOIA RUSCHEL

Engenheiro mecânico, com mestrado e doutorado em energia pela UFRGS. Entre 2015 e 2021, trabalhou na EPE como analista de pesquisa energética na análise de empreendimentos para os leilões de energia e em estudos relacionados principalmente a energia solar fotovoltaica. Atualmente trabalha como engenheiro de energia solar na DNV.

(4) FERNANDA GABRIELA BATISTA DOS SANTOS

Mestre e bacharel em Matemática pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atua na área de planejamento da expansão da geração de energia desde 2008. Atualmente coordena os estudos e cálculos de garantia física de energia na Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

(5) GUSTAVO PIRES DA PONTE

Engenheiro Mecânico pela Universidade de Brasília (2008), pós-graduado em Engenharia de Tubulações pela PUC-Rio (2010) e mestre em Engenharia Urbana e Ambiental pela PUC-Rio e Technische Universität Braunschweig (2019). Desde 2008 na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, atualmente como Superintendente Adjunto de planejamento de geração de energia elétrica, coordenando os estudos sobre as diferentes tecnologias de geração e armazenamento.

(6) JOSINA SARAIVA XIMENES

Josina Saraiva Ximenes é engenheira mecânica formada pela UFBA e atualmente cursa o mestrado em Engenharia Mecânica na COPPE/UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética desde 2015 na área de geração de energia elétrica, incluindo a habilitação técnica de empreendimentos para os leilões de energia e estudos de tecnologias renováveis de geração de energia elétrica.

(7) JULIANA SANTOS PORCIÚNCULA

Estudante de Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Trabalhei na Empresa de Pesquisa Energética em 2020 como Estagiária atuando na parte de análise de dados solarimétricos. Atualmente trabalho na empresa privada Eneva SA ainda na parte de análise de dados.

(8) RAFAELA VEIGA PILLAR

Analista de Pesquisa Energética na EPE desde 2015. Mestrado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.