



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GDS/15

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

**AValiação DO USO DA INÉRCIA SINTÉTICA DE PARQUES EÓLICOS PARA MITIGAR EVENTOS DE
GRANDES VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA NO SISTEMA**

Rodrigo B. Valença (*)
ANDESA

Álvaro J. P. Ramos
ANDESA

José S. V. N. Filho
ANDESA

Deibson J. G. de Sena
ANDESA

RESUMO

Em cenários energéticos desfavoráveis, é imperioso que a região Nordeste tenha que importar grandes quantitativos de potência da região Norte e Sudeste do Brasil. Para isto é necessário reduzir drasticamente a geração de origem hidráulica da bacia do Rio São Francisco, ao mesmo tempo em que a geração térmica se limita as térmicas em inflexibilidade. Nestas condições, os recursos de controle de frequência na região Nordeste estão muito reduzidos tornando o sistema elétrico vulnerável a atuações de sistemas especiais de proteção como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em situações de perda de interligações. Neste trabalho, serão analisados os efeitos da inserção do recurso da Inércia Sintética disponível em aerogeradores do tipo DFIG instalados na região nordeste em diversas situações vento e potência disponível, frente a grandes perturbações no SIN. As análises levarão em consideração diferentes situações de vento e restrições de geração, relacionadas a problemas na transmissão, impostas a parques eólicos conectados próximos a interligação Sudeste/Nordeste. Desta forma, o trabalho tenta identificar em quais situações o recurso de inércia sintética dos aerogeradores poderão melhor contribuir para a estabilidade do sistema em situações de grandes perturbações.

PALAVRAS-CHAVE

Aerogeradores, Inércia sintética, Estabilidade eletromecânica, Grandes perturbações

1.0 - INTRODUÇÃO

O grande potencial eólico brasileiro aliado aos investimentos crescentes viabilizados através de leilões de energia transformou a geração eólica em uma realidade no sistema elétrico brasileiro. A matriz elétrica brasileira iniciou o ano de 2017 com uma participação de geração eólica na matriz brasileira de aproximadamente 7% e capacidade instalada de 10,79GW segundo informações do Conselho Global de Energia Eólica (Global Wind Energy Council - GWEC). A região Nordeste atualmente apresenta 8,2GW de potência instalada [1]. Segundo o ONS, a geração eólica na região Nordeste proporcionou uma geração eólica instantânea de 5,2GW em Julho de 2016, equivalentes a 67% da carga do momento.

Com o aumento da inserção de geração eólica e outras fontes não convencionais há uma diminuição natural do percentual de geradores síncronos de usinas hidráulicas e térmicas em operação. Esta diminuição reduz a inércia total conectada ao sistema, deixando o sistema elétrico mais vulnerável a variações de frequência durante distúrbios. Assim, a contribuição de fontes não convencionais para auxílio ao controle de frequência poderá fazer a diferença durante a perda de interligações, principalmente no futuro quando se espera a predominância destas fontes na região Nordeste. Nesta região verifica-se ainda uma complementariedade das gerações hidráulica e eólica. Esse comportamento indica que nos períodos de maiores ventos na região Nordeste se tem os menores valores de geração hidráulica disponível. Desta forma, a grande presença de geração eólica instalada e prevista aliada a esta complementariedade tende a ser bastante crítica para o sistema.

A “Inércia Sintética - IS” já faz parte do elenco de recursos especiais oferecidos por alguns dos fabricantes de aerogeradores. A utilização deste recurso depende principalmente do vento disponível e capacidade elétrica utilizada do aerogerador no momento do distúrbio. Desta forma, este trabalho realiza simulações utilizando modelos reais de aerogeradores existentes no mercado para avaliar os benefícios obtidos com o recurso da Inércia Sintética em 4 cenários distintos, onde é possível se obter uma elevação momentânea da potência dos parques eólicos: a) Cenário A - Disponibilidade de vento e de capacidade elétrica de aerogeradores; b) Cenário B - Existe disponibilidade de vento mas não há capacidade de máquinas (todas estão gerando nos nominais); c) Cenário C - Existe disponibilidade de máquina mas não de vento; d) Cenário D - Não existe disponibilidade de vento nem de capacidade de máquina.

Atualmente, os procedimentos de rede do ONS [2] determinam que parques eólicos com potência instalada acima de 10MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída. Desta forma, se espera uma grande quantidade de parques eólicos com este recurso ativo nos próximos anos. Embora se saiba que a contribuição individual de cada aerogerador seja muito pequena, este recurso passa a ser importante considerando a grande quantidade de geração eólica prevista para entrar em operação na região Nordeste, que evidenciará os efeitos desta tecnologia diante de distúrbios no sistema.

2.0 - CARACTERÍSTICAS DOS TIPOS DE AEROGERADORES

Os estudos de estabilidade em sistemas de potência tem foco nos transitórios eletromecânicos, que são caracterizados por oscilações mecânicas nos eixos dos rotores dos geradores síncronos. Estas oscilações são causadas geralmente por faltas no sistema elétrico com perdas de elementos dos sistema (Linhas de transmissão, transformadores), perdas de geração, saídas de carga entre outros. Nos primeiros segundos após o distúrbio, a frequência do sistema começa a cair e a dinâmica inicial é dominada pela resposta inercial dos geradores que se mantêm conectados. Os geradores síncronos entregam a energia cinética armazenada para a rede, reduzindo assim, a taxa inicial da frequência e habilitando as ações de sistemas de controles mais lentos contribuírem para estabilização da frequência [5]. No caso dos parques eólicos, a contribuição nos primeiros segundos após um distúrbio no sistema dependerá da tecnologia empregada nos aerogeradores instalados no parque eólico.

2.1 Respostas dos tipos de aerogeradores frente a variações de frequência

Os geradores eólicos baseados em máquinas de indução diretamente conectados a rede apresentam contribuições para inércia total do sistema durante variações na frequência da rede. Esta contribuição é uma característica física do aerogerador e não pode ser controlada. Esta característica não se verifica em geradores de dupla alimentação (DFIG) e geradores síncronos conectados por conversores (Full Converter). Os sistemas de controle presentes nestes aerogeradores desacoplam os sistemas mecânicos e elétricos inibindo respostas destes aerogeradores a mudanças na frequência do sistema [3], necessitando assim, de sistemas de controle específicos para este fim. Com o objetivo de ilustrar estes comportamentos com aerogeradores reais instalados na região Nordeste, foram realizadas simulações de variação de frequência utilizando um sistema radial apresentado na Figura 1. Neste sistema teste está presente um parque eólico de potência total de 32MW e um gerador síncrono de 520MVA, onde juntos, alimentam uma carga de 334MW.

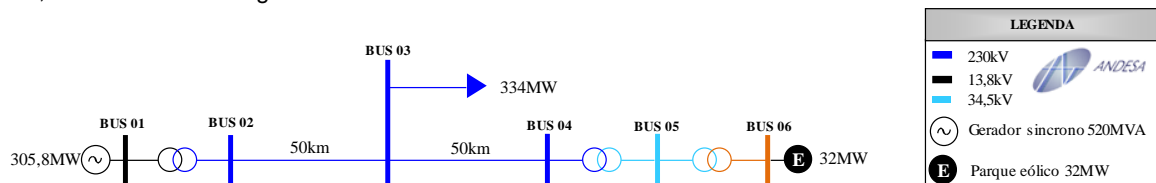


FIGURA 1 – Sistema teste analisado.

Foram analisadas quatro situações diferentes com o parque eólico modelado por aerogeradores reais e de quatro tipos diferentes conforme Tabela 1. As simulações foram realizadas utilizando o programa ANATEM e os aerogeradores representados por seus modelos em formato “.cdu” fornecidos pelos fabricantes. O evento analisado foi um aumento súbito de 10% na parte ativa da carga conectada a “BUS 03” com o objetivo de representar a saída de geração do sistema e assim provocar uma variação de frequência da rede. A Figura 2 apresenta o comportamento da potência ativa do parque eólico durante esta situação para diferentes Tipos de aerogeradores. Observando a Figura 2-a verifica-se que, o aerogerador Tipo I tem uma contribuição natural durante o afundamento de frequência e esta contribuição se estende por mais de 4 segundos após o evento. Analisando o comportamento da resposta do parque eólico modelado com aerogeradores do Tipo 2 verifica-se uma pequena contribuição inicial e em seguida uma redução da potência gerada diante de uma diminuição na frequência como pode ser observado na Figura 2-b. Os aerogeradores Tipo III e IV não apresentam contribuição durante diminuição da frequência da rede como se pode observar na Figura 2-c e 2-d.

Tabela 1 – Situações analisadas.

Tipo	Potência [MW]	Unidades
I – Gerador de indução de Gaiola de Esquilo	1,65 MW	20
II – Gerador de Indução de Rotor Bobinado	2,10 MW	16
III – Gerador de Indução Duplamente Alimentado	1,60 MW	20
IV – Gerador síncrono/indução com conversão total	2,00 MW	16

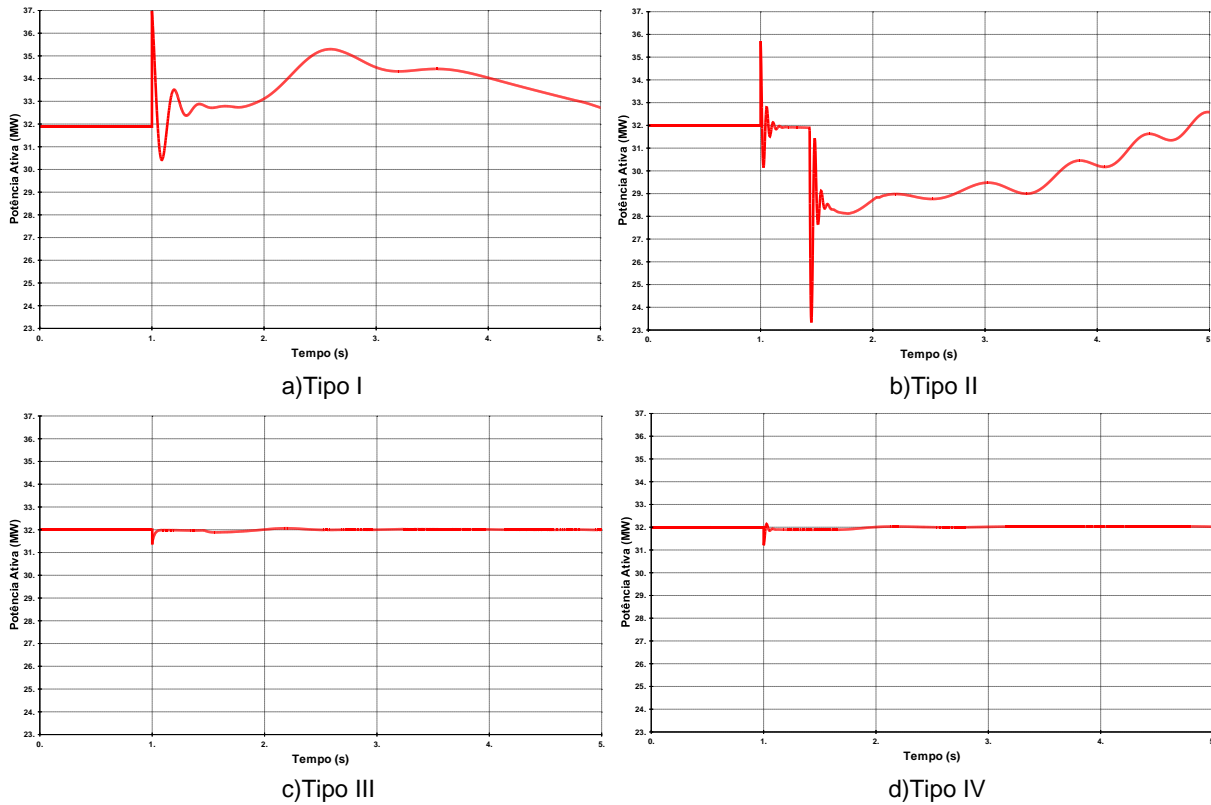


FIGURA 2 – Comportamento dos tipos dos aerogeradores frente diminuição da frequência da rede.

2.2 Inércia sintética em geradores Tipo III – Gerador de indução duplamente alimentados

Os primeiros aerogeradores instalados na região Nordeste incluíam aerogeradores dos Tipo I e II. Em seguida, com a evolução da tecnologia dos aerogeradores, verificou-se a predominância de instalações de aerogeradores dos tipos III e IV. Atualmente, estes são maioria nos parques eólicos instalados na região Nordeste. Este trabalho analisa o uso do recurso de inércia sintética nos aerogeradores Tipo III (Dupla alimentação).

O recurso de inércia sintética baseia-se na utilização da Energia cinética armazenada no conjunto turbina/rotor do aerogerador. O uso desta energia é realizado com a adição de uma malha de controle adicional sensível à variação de frequência da rede. Esta malha de controle atua no aumento do torque elétrico em função da diminuição da frequência da rede. Assim, o aumento do torque elétrico se reflete em um aumento da potência elétrica e em diminuição da energia cinética armazenada. No entanto, com esta redução, a velocidade mecânica do aerogerador irá diminuir e o controle de velocidade da turbina eólica irá detectar esta redução. Ocasionalmente assim, uma redução no torque elétrico com o objetivo de recuperar a velocidade normal de operação. Devido a isso, este recurso é apenas ativo para certos valores de desvio de frequência e sujeito a uma banda morta. A Figura 3 apresenta um sistema de controle de inércia sintética presente em um aerogerador do Tipo III. A potência máxima adicional fornecida durante desvios de frequência deve ser limitada a um valor de 5 a 10%, a fim de evitar demandas de potência irreais [6] e respeitar as características nominais do aerogerador. Este controle já é oferecido por alguns fabricantes, mas se trata de recurso adicional implicando em custos adicionais para instalação do parque eólico.

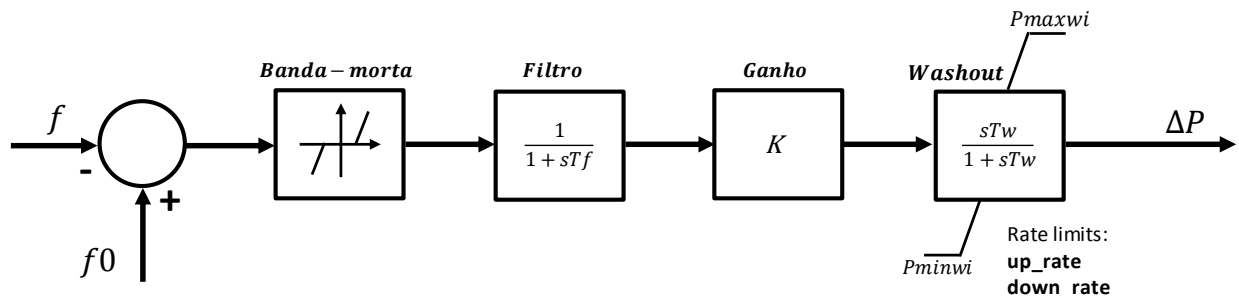


FIGURA 3 – Malha de controle responsável pelo recurso de inércia sintética para aerogerador Tipo III.

2.3 Atendimento aos procedimentos de rede

Os procedimentos de rede em vigor já apresentam requisitos com relação ao desempenho de parques eólicos frente a desvios de frequência da rede em aerogeradores de centrais eólicas com potência instalada superior a 10 MW. Com relação aos requisitos para diminuição da frequência da rede, estes determinam que os aerogeradores

devem dispor de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal. A injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência. Este recurso deverá estar ativo sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal [2].

3.0 - ANÁLISE DO USO DA INÉRCIA SINTÉTICA EM DIFERENTES SITUAÇÕES DE VENTO E POTÊNCIA DISPONÍVEL

Os eventos de variação de frequência no SIN podem ocorrer independente de situações de vento, condição de carga e intercâmbios e o efeito da inércia sintética também dependerá destes fatores. A análise de algumas destas situações, inicialmente, é realizada em um sistema simplificado apresentado na Figura 1 de forma a manter constante a influência de outros fatores como condição de carga e intercâmbios. As situações analisadas estão relacionadas com a potência instalada, potência disponível e possíveis restrições operativas impostas ao parque eólico estudado. As situações analisadas são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Situações analisadas.

Cenário	V - Velocidade do vento	P - Potência gerada	Beta – Ângulo da pá
A	$V < V_n$	$P < P_d < P_n$	Beta > 0
B	$V > V_n$	$P = P_n < P_d$	Beta > 0
C	$V < V_n$	$P = P_d < P_n$	Beta = 0
D	$V = V_n$	$P = P_d = P_n$	Beta = 0

- P_n – potência nominal do aerogerador
- V_n – velocidade do vento nominal do aerogerador, responsável por possibilitar potência nominal
- P_d – potência disponível

A representação no programa ANATEM do parque eólico, com geração de 32MW, presente no sistema simplificado apresentado na Figura 1 foi adequado para representar os quatro cenários. A Tabela 3 apresenta um resumo destas situações.

Tabela 3 – Adaptações no sistema simplificado.

Cenário	P_d - Potência disponível	P - Potência gerada	Unidades de 1,6MW
A	80%	50%	20
B	> 100%	100%	40
C	50%	50%	20
D	100%	100%	40

Todas as simulações realizadas consistem na aplicação do mesmo evento no mesmo sistema e com o mesmo ponto de operação. Ou seja, a geração do parque eólico foi mantida constante. O evento analisado consiste em uma elevação súbita de 10% na carga conectada a BUS 3 como pode-se observar na Figura 4. Esta elevação da carga representaria uma possível saída de geração da rede.

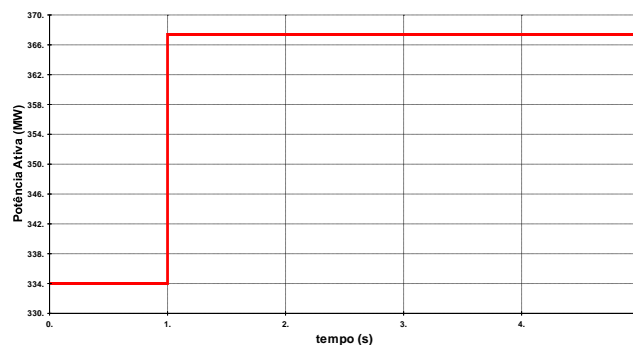


FIGURA 4 – Evento utilizado em todas as análises com o sistema simplificado.

3.1 Cenário A

O cenário A representa condições operativas onde restrições elétricas de transmissão impõem limites aos valores de geração apesar de existir vento para maior geração. Para exemplificar este cenário pode-se citar as restrições de geração impostas aos parques eólicos situados no Sul e Sudoeste da Bahia. Estes parques estão atualmente restritos devido a atraso da transmissão planejada para o escoamento desta geração. Esta região tem ainda uma grande quantidade de parques eólicos previstos para entrada em operação até o horizonte de 2019. Neste horizonte, se mantidos os atrasos de transmissão, estas restrições com o objetivo de não violar os limites da interligação Sudeste - Nordeste poderão fazer com que a parcela de geração eólica restrita chegue perto de 1GW.

Neste cenário o parque eólico tem instalados 40 aerogeradores e existe velocidade do vento suficiente para gerar 51,2MW(80%), mas está gerando apenas 32MW (50%). Esta situação representa uma hipotética restrição operativa. A Figura 5 apresenta o desempenho desta análise.

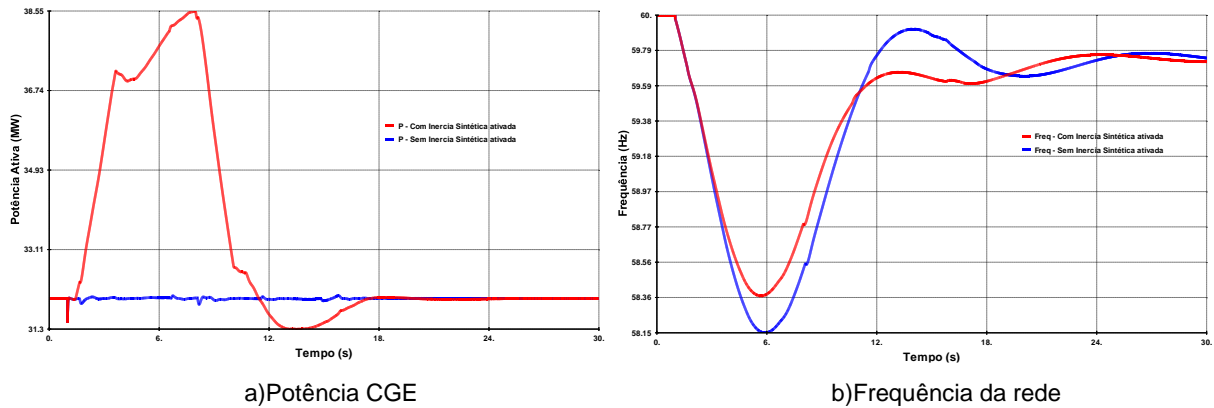


FIGURA 5 – Comportamento da potência gerada do parque eólico e frequência do sistema com e sem o recurso de inércia sintética ativado frente a um aumento de 10% na carga do sistema no Cenário A.

3.2 Cenário B

O cenário B representa aquelas condições onde a velocidade do vento se encontra acima do valor nominal dos aerogeradores instalados nos parques eólicos e todos aerogeradores operando na capacidade máxima. Desta forma, o recurso de inércia sintética ficará sujeito aos valores nominais do aerogerador. Neste cenário o parque eólico tem instalados 20 aerogeradores e existe velocidade do vento suficiente para gerar mais do que o nominal, mas gerando potência nominal 32MW (100%). A Figura 6 apresenta este desempenho.

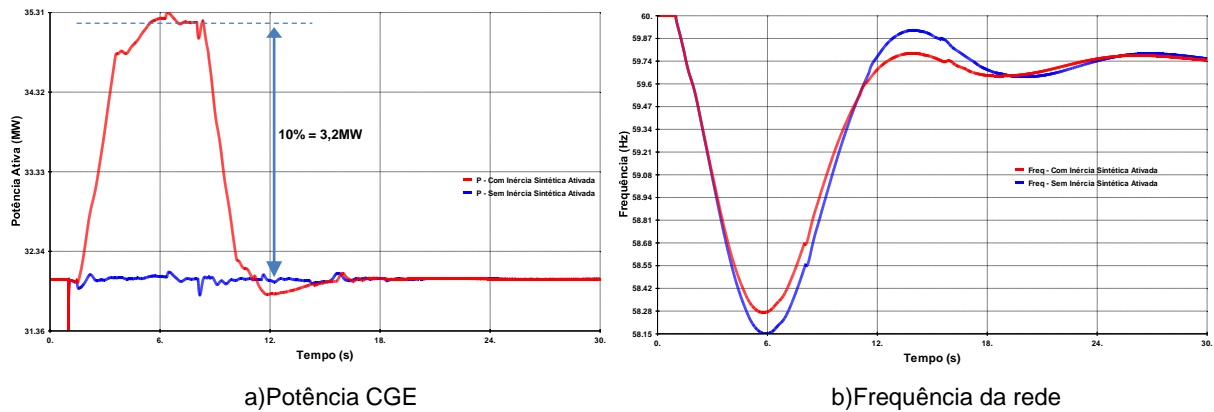


FIGURA 6 – Comportamento da potência gerada do parque eólico e frequência do sistema com e sem o recurso de inércia sintética ativado frente a um aumento de 10% na carga do sistema no Cenário B.

Apesar dos aerogeradores do parque eólico estarem gerando toda potência nominal, verifica-se uma injeção adicional de 10% limitada pelo controle de inércia sintética, como pode ser observado na Figura 6-a.

3.3 Cenário C

O cenário C ocorre quando a velocidade do vento está abaixo do nominal e os aerogeradores operando abaixo do nominal. Esta é a situação mais comum onde o parque eólico gera o máximo de potência ativa de acordo com o vento disponível. Neste cenário o parque eólico tem instalados 40 aerogeradores e há velocidade do vento suficiente para gerar 32MW e está gerando 32MW (50%). A Figura 7 apresenta o desempenho desta análise.

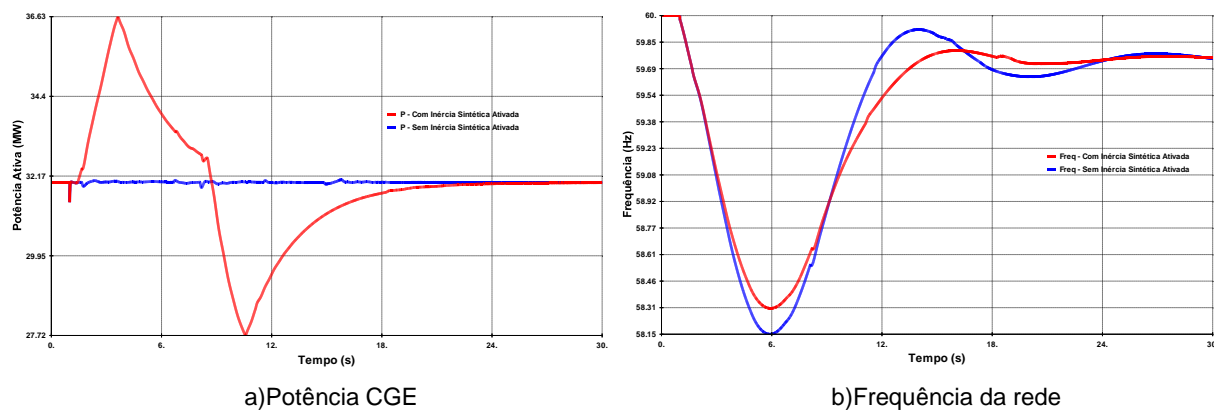


FIGURA 7 – Comportamento da potência gerada do parque eólico e frequência do sistema com e sem o recurso de inércia sintética ativado frente a um aumento de 10% na carga do sistema no Cenário C.

3.4 Cenário D

O cenário D representa uma situação onde a velocidade do vento está próxima ao valor nominal e todos os aerogeradores gerando o máximo (valor nominal).

Neste cenário o parque eólico tem instalados 20 aerogeradores e há velocidade do vento suficiente para gerar 32MW e está gerando 32MW (100%). A Figura 8 apresenta o desempenho desta simulação.

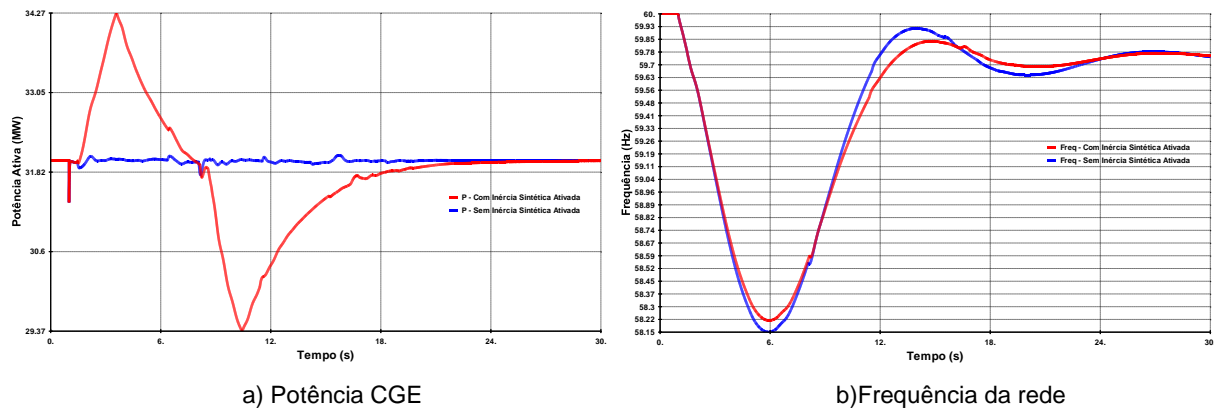


FIGURA 8 – Comportamento da potência gerada do parque eólico e frequência do sistema com e sem o recurso de inércia sintética ativado frente a um aumento de 10% na carga do sistema no Cenário D.

Quando o recurso de inércia sintética está desativado a contribuição dos aerogeradores para uma diminuição na frequência é desprezível independente da condição de vento e potência estabilizada para um mesmo valor de potência gerada. Desta forma, com o recurso desativado obtivemos o mesmo comportamento e afundamento máximo da frequência do sistema. A Figura 9-a apresenta uma comparação da frequência da rede em cada cenário. Com relação aos cenários com “reserva”, verifica-se a atuação do ângulo de pitch (Beta) de forma a tentar aproveitar a potência disponível não utilizada durante uma diminuição na frequência da rede. Este comportamento pode ser observado na Figura 9-b. Nestas situações, não existe período de recuperação da energia cinética pelos aerogeradores indicando que a energia entregue a rede foi basicamente a energia disponível não utilizada.

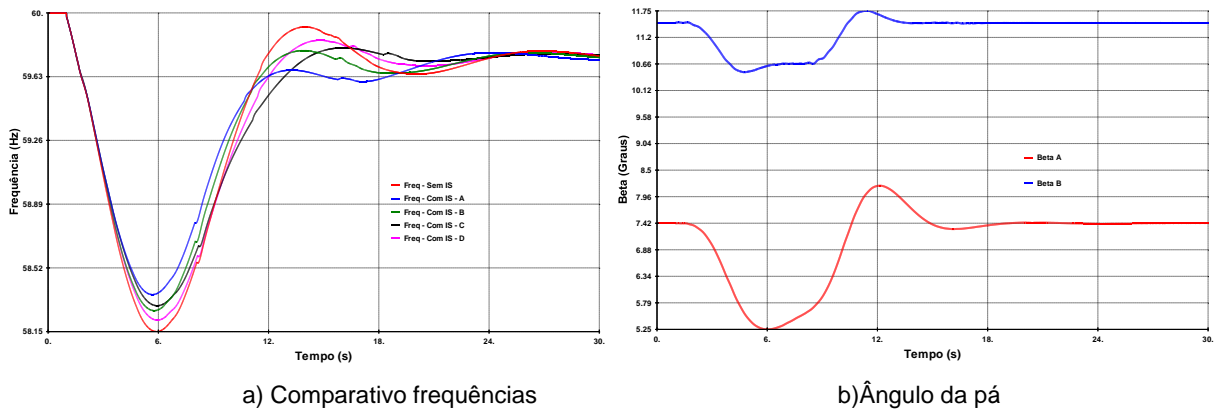


FIGURA 9 – Comparação dos cenários frente a um aumento de 10% na carga do sistema.

Comparando o cenário A com o cenário C verifica-se um menor afundamento da frequência do sistema, indicando que o cenário A, apesar de se tratar de uma situação de restrição de transmissão, amplifica o efeito do recurso de inércia devido a uma maior utilização da potência disponível. A Tabela 4 apresenta um resumo dos valores de redução na frequência e aumento máximo de potência obtidos nas simulações. Comparando-se os cenários A com C e B com D, verifica-se maiores valores de potência gerada nos cenários com reserva (A e B) em relação aos cenários sem reserva (C e D).

Tabela 4 – Situações analisadas.

Cenário	Δf (Hz)	Redução no Δf (%)	Potência Ativa máxima (MW)	Aumento de potência durante Δf (%)
A, B, C e D - Sem IS	1.85	-	32.0	-
A - Com IS - Pd>P	1.64	11.4	38.6	20.6
B - Com IS - Pd>P	1.72	7.0	35.3	10.3
C - Com IS - Pd=P	1.69	8.6	36.6	14.4
D - Com IS - Pd=P	1.78	3.8	34.3	7.1

4.0 - USO DA INÉRCIA SINTÉTICA NA REGIÃO NORDESTE

As simulações utilizando o sistema real foram realizadas no horizonte de 2018, na condição de carga média e com a região Nordeste importando das regiões Norte e Sudeste um total de 3600MW. A geração térmica foi considerada inflexível (570MW) e a geração hidráulica na bacia do rio São Francisco de 2GW. Foi considerado uma potência instalada de geração eólica na região Nordeste de aproximadamente 11GW e vento disponível para gerar 60% desta potência instalada (6,6GW). Nesta situação, para manter o fluxo na interligação Sudeste/Nordeste de até 1200MW foi necessário limitar a potência gerada na região da Igaporã em 40%. Estes parques eólicos teriam vento disponível para gerar 900MW, mas foram considerados com geração em torno de 600MW devido a restrições na transmissão. O evento considerado na simulação foi a saída de 2700MW na região Norte sem perda de interligações. Para o mesmo ponto de operação foram analisadas duas situações considerando o recurso de inércia sintética ativada:

1. Cenário A - Vento disponível para gerar 900MW (60%), mas gerando 600MW (40%);
2. Cenário C - Vento disponível para gerar 600MW (40%) e gerando 600MW (40%).

A Figura 10 apresenta o somatório de todas as gerações eólicas consideradas na região de Igaporã frente a saída de geração no SIN. Com a diminuição da frequência do sistema, a situação sem vento disponível (curva azul) entrega até 30MW adicionais, mas precisa recuperar a energia cinética fornecida após alguns segundos. Com vento disponível (curva vermelha), a atuação dos ângulos das pás possibilita a entrega de até 45MW adicionais e praticamente não há diminuição da potência gerada. Desta forma, a situação com vento disponível fornece aproximadamente até 50% a mais de geração ativa em relação a situação sem vento disponível mantendo-se o mesmo ponto de operação.

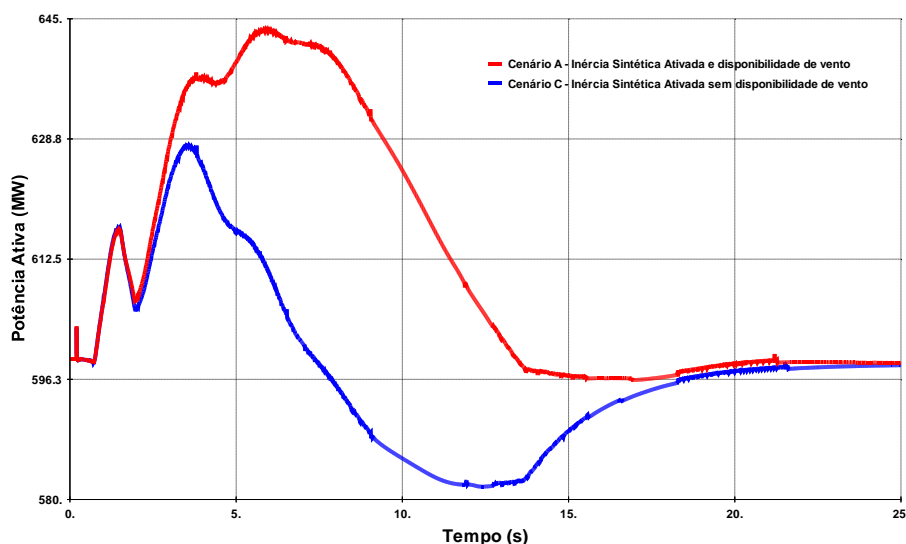


FIGURA 10 – Comparação da utilização da inércia sintética com e sem disponibilidade de vento.

5.0 - CONCLUSÃO

As análises realizadas neste trabalho comparando os aerogeradores de tipos diferentes instalados na região Nordeste do Brasil reforçaram que os aerogeradores do Tipo I possuem uma resposta natural a diminuição da frequência da rede, mas como a presença deste tipo de aerogerador é pequena e os aerogeradores instalados atualmente na região Nordeste são dos Tipos III e IV esta contribuição continuará tendo pouca influência. Os aerogeradores dos Tipos III e IV são mais modernos, mas não possuem contribuição para diminuição na frequência da rede e necessitam de recursos adicionais para este fim. A utilização da inércia sintética em aerogeradores do Tipo III apresenta um comportamento inicial de entrega de potência a rede durante a diminuição na frequência e após alguns segundos um segundo comportamento de diminuição da potência gerada de forma a recuperar a energia cinética. Em situações com parques eólicos com restrição de geração devido limitações na transmissão, o recurso de inércia sintética proporciona uma maior entrega de potência a rede devido a atuação do controle de pitch que auxilia o controle de inércia sintética aproveitando a potência disponível para entrega a rede. Este aproveitamento também praticamente elimina o período de recuperação da energia cinética entregue evidenciando a importância da atuação conjunta dos controles de pitch e inércia sintética.

Nas situações onde existe vento disponível para maiores valores de geração, mas o aerogerador está operando na capacidade máxima o recurso de inércia sintética também proporciona aumento de até 10% de geração. Isso significa que durante o período de atuação do controle de inércia sintética o aerogerador poderá operar por alguns segundos fornecendo potência acima dos nominais.

Os efeitos a utilização da inércia sintética na região Nordeste são muito reduzidos quando os subsistemas estão interligados. Ou seja, este recurso apresenta contribuição relevante durante perda de interligações, que ocasionem o isolamento elétrico da região Nordeste. Com a grande quantidade de parques eólicos previstos para os próximos anos e a presença de requisitos de inércia sintética presentes nos procedimentos de rede espera-se uma grande presença deste recurso no futuro. A operação de parques eólicos de forma limitada devido a limitações de transmissão no sistema, apesar de ser uma condição negativa, pode ser aproveitada para casos de grandes variações de frequência devido ao aproveitamento da energia disponível por alguns segundos.

Observa-se que devido as gerações dos parque eólicos serem geralmente concentradas em uma determinada região, a utilização do recurso da inércia sintética em parques eólicos com restrição de geração deve ser estudada detalhadamente para cada caso visando evitar agravar estas restrições no sistema elétrico quando da injeção da potência adicional.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS, Boletim Mensal de Geração Eólica, Janeiro de 2017.
- (2) Procedimentos de Rede – Módulo 3.6, ONS de 2017.
- (3) EKANAYAKE, J., JENKINS, N. "Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, no. 4, December 2004.
- (4) E. MULJADI, V. GEVORGIAN, M. SINGH, S. SANTOSO. "Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants". IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications Denver, Colorado July 16-18, 2012.
- (5) RAUHALA T., ANTTI-JUHANI N., GJENGEDAL T., ELKINGTON K., G. PERSSON J. , MARED S., GUSTAFSSON K.. "The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance". Part 2 Report of Vindforsk Project V-369, January 2013.
- (6) ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos – V10-04-06 – Manual do Usuário, Mar. 2012.
- (7) Mundstock T. F. G., Barbosa A. A., Quintão P. E. M., Sardinha S. L. A., Bianco A., ANATEM – "Avaliação dos efeitos da representação da inércia sintética no parque aerogerador co previsão de implantação na região nordeste". XXIII SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu - PR, 18 a 21 de Outubro de 2015.

DADOS BIOGRÁFICOS



Rodrigo B. Valença, nascido em 02/03/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2009 e mestrando pelo UFPE. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2010.



Álvaro J. P. Ramos, nascido em 15/02/1951 em Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UFPE em 1973 e Mestrado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1975. Foi chefe da Divisão de Estudos Elétricos Especiais da Operação da CHESF (1988-1998) e atualmente é diretor da ANDESA empresa de consultoria fundada em 1998.



José Sandro V. do N. Filho, nascido em 03/02/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2009 e mestrando pelo UFPE. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2010.



Dêibson J. G. de Sena, nascido em 24/03/1981 na cidade do Cabo de Santo Agostinho, graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2007 e Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco em 2013. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2008.