

controladores sensíveis a variações de frequência, de modo a emular, através da modulação da potência de saída dos aerogeradores, a contribuição inercial provida pelos geradores convencionais quando de variações de frequência no sistema. Esse recurso, denominado de inércia sintética, já é oferecido por diversos fabricantes de aerogeradores no mercado internacional, constando nas recentes orientações do ENTSO-E, órgão que representa 41 operadores de sistema de 34 países europeus, visando à integração de fontes renováveis, no contexto dos objetivos de acessibilidade, sustentabilidade e segurança de suprimento que norteiam a política energética da União Europeia.

Neste trabalho é avaliada a inclusão do recurso de inércia sintética em um dos principais modelos de turbinas eólicas disponíveis no mercado brasileiro. São apresentados resultados das simulações de transitórios eletromecânicos com um sistema teste e com o Sistema Interligado Nacional - SIN, considerando diferentes percentuais de adesão do parque aerogerador à inércia sintética, a partir das quais será possível determinar o benefício desse recurso em termos da redução nas variações de frequência após grandes perturbações e, conseqüentemente, o risco de desligamento de consumidores por ação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC na região Nordeste.

2.0 - RESPOSTA INERCIAL A GRANDES DISTÚRBIOS

É inerente às máquinas rotativas o armazenamento de energia cinética em suas massas girantes, mantida constante somente na condição particular de equilíbrio entre o torque mecânico produzido e o torque elétrico solicitado. Qualquer perturbação nessa condição resulta em transferência de energia cinética, com aumento ou redução da velocidade angular da massa girante, até que ações externas recomponham o equilíbrio. No sistema elétrico, os geradores e motores diretamente conectados à rede respondem naturalmente às perturbações no equilíbrio geração - carga, fornecendo ou absorvendo energia cinética, até que atuem os mecanismos de regulação sensíveis às conseqüentes variações de velocidade angular. Essa resposta é denominada inercial, por ser a energia cinética em uma determinada máquina proporcional ao momento de inércia da massa girante, representado em termos normalizados pela constante H . Desprezando-se o termo de amortecimento, a equação de oscilação de uma máquina elétrica é reordenada em (1) para evidenciar o efeito da inércia e do equilíbrio entre torques sobre a variação de velocidade angular.

$$\Delta\omega = \frac{1}{2H} \int_{t_1}^{t_2} (T_m - T_e) dt \quad (1)$$

A variação da velocidade angular do rotor ($\Delta\omega$) corresponde, portanto, à integral da diferença entre os torques mecânico (T_m) e elétrico (T_e), com um ganho inversamente proporcional ao dobro da constante de inércia da máquina. Em escala sistêmica, a equação (1) pode representar o efeito do equilíbrio geração - carga sobre a variação da frequência do sistema, sendo H a representação da inércia agregada no conjunto de máquinas em operação. Tendo em vista que as ações de controle com efeito sobre a recuperação da frequência têm uma dinâmica relativamente lenta, nota-se que a variação da frequência nos primeiros instantes após uma perturbação do equilíbrio geração - carga é determinada, predominantemente, pela magnitude da perturbação e pela inércia agregada das máquinas, tal que quanto maior a inércia, menor o valor absoluto da taxa de variação da frequência pós-distúrbio. Após alguns segundos de resposta inercial, passa a ser percebida a ação da regulação primária de frequência do parque gerador, absolutamente necessária para limitar a variação da frequência resultante do desequilíbrio entre a carga e a geração, conforme mostrado na Figura 1, na qual é representada uma perturbação associada a déficit de geração. Há ainda a regulação secundária de frequência a cargo das unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, através da qual é promovido o restabelecimento da frequência do sistema ao valor inicial, bem como dos intercâmbios de potência ativa nos valores programados.

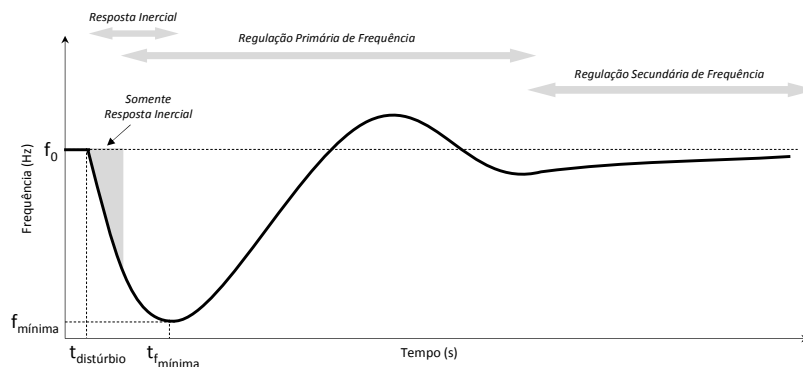


FIGURA 1 – Comportamento da frequência do sistema após um distúrbio caracterizado por déficit de geração

Apesar da resposta inercial e da regulação primária, em conjunto, desempenharem papel fundamental para conter a variação da frequência após um distúrbio, há um período inicial típico de 2 a 3 segundos no qual a transferência de energia cinética envolvendo as máquinas conectadas diretamente à rede constitui-se no principal recurso para limitar a taxa de variação da frequência do sistema. Após um evento caracterizado por déficit de geração, como o ilustrado na Figura 1, a resposta inercial é um fator decisivo, seja para o sucesso da regulação primária ou para determinar a necessidade de medidas emergenciais para a recuperação do equilíbrio através de desligamentos de carga comandados por sistemas de proteção sensíveis à taxa de variação e/ou ao valor absoluto da frequência. É, portanto, natural concluir que, quanto maior a inércia agregada no sistema, menores tendem a ser as variações de frequência após distúrbios e, consequentemente, a exposição a medidas emergenciais de corte de carga em situações como a descrita acima.

2.1 Efeitos da Integração em Larga Escala das Fontes Eólicas

Em um sistema hidrotérmico, a quantidade de unidades geradoras em operação sincronizada pode ser diretamente correlacionada com a capacidade de resposta inercial a distúrbios com impacto na frequência. Os modelos de aerogeradores utilizados no período inicial da integração das fontes eólicas (Tipo I – gerador de indução com velocidade fixa e Tipo II – gerador de indução com escorregamento variável) contribuem para a inércia sistêmica, uma vez que se baseiam em máquinas de indução diretamente conectadas à rede elétrica, portanto, capazes de responder às variações de frequência em seu ponto de conexão. Entretanto, a evolução tecnológica destinada a aumentar o aproveitamento das condições de vento, bem como a escala e a produtividade das plantas eólicas, vem progressivamente promovendo o desacoplamento, com o uso de conversores eletrônicos, entre os elementos rotativos que armazenam energia cinética nos aerogeradores e o sistema externo ou, em outras palavras, dissociando a velocidade angular dos rotores da frequência do sistema. Os aerogeradores mais modernos (Tipo III – gerador de indução com dupla alimentação e Tipo IV – gerador síncrono conectado à rede por conversor de potência), dispõem de máquinas com velocidade variável associadas a conversores eletrônicos e sofisticadas malhas de controle que, se por um lado asseguram ao conjunto um elevado desempenho e flexibilidade operativa, o tornam incapaz de produzir naturalmente uma resposta inercial a distúrbios de origem sistêmica [1].

Na medida em que aumenta a relevância da fonte de natureza eólica perante as demais, como tem ocorrido de forma continuada há mais de uma década em diversos países e, mais recentemente, no Brasil, torna-se mais intensa a discussão sobre potenciais efeitos adversos da integração em larga escala de aerogeradores sem agregação de inércia ao sistema. Em vários países europeus há uma situação peculiar, na qual a política de expansão das fontes renováveis, de natureza predominantemente eólica e solar, está vinculada ao processo de desativação de usinas termelétricas, fósseis ou nucleares, o que configura uma substituição claramente vantajosa do ponto de vista ambiental, mas reconhecida como preocupante do ponto de vista da segurança do sistema elétrico por efetivamente reduzir a inércia instalada [2]. No Brasil, a expansão já contratada das fontes eólicas incorporará de fato nova capacidade de geração ao sistema sem, contudo, incrementar a resposta inercial. Adicionalmente, considerando a aplicação do critério econômico para a programação do despacho de geração, é esperado que as fontes eólicas desloquem demais fontes com custo operacional elevado, sobretudo térmicas, acarretando, no âmbito da operação do sistema, redução na capacidade de resposta inercial a grandes perturbações. Esse efeito tende a ser especialmente significativo no Nordeste do país, região que concentra a maior parte da capacidade de geração eólica a ser instalada até 2018, em períodos de hidrologia desfavorável, como será discutido adiante neste trabalho.

Ao final do ano de 2014, a capacidade instalada em fontes de natureza eólica se aproximou da marca de 370 GW no mundo [3], com um grande número de plantas disponibilizando individualmente centenas de MW em seus pontos de conexão ao sistema. No contexto da integração em larga escala, a indústria de aerogeradores tem realizado importantes movimentos no sentido de desenvolver funcionalidades para seus produtos capazes de tornar mais robusta a interação das plantas eólicas com o sistema elétrico, refletindo o atendimento a uma nova gama de requisitos técnicos elaborados em favor da segurança operativa e adaptados às características locais ou regionais. Um dos desenvolvimentos mais recentes tem por objetivo tornar os aerogeradores modernos sensíveis às grandes variações de frequência do sistema com a produção, por ação de controle dos conversores, de um aumento transitório da potência ativa entregue em seus terminais [4,5,6,7,8]. Dessa forma, seria possível emular ou sintetizar uma resposta inercial dos aerogeradores, tendo em vista a contribuir, junto com a resposta natural das demais máquinas conectadas à rede, para uma menor variação da frequência pós-distúrbio.

2.2 Inércia Sintética

Os aerogeradores dos Tipos III e IV são equipamentos versáteis que já dispõem de diversas funcionalidades decorrentes da incorporação de conversores eletrônicos conectados ao circuito do rotor ou do estator. Um dos desenvolvimentos mais recentes possibilita a esses aerogeradores emular a resposta inercial, fornecendo ao sistema externo potência ativa adicional obtida, por ação de controle, da energia cinética armazenada no conjunto mecânico turbina-rotor. Na Figura 2 é apresentada uma versão simplificada da estrutura de controle de um

aerogerador do Tipo III, na qual evidencia-se a malha principal com atuação sobre os conversores CA-CC-CA do circuito do rotor e a própria turbina. A descrição da funcionalidade em aerogeradores do Tipo IV não é objeto deste trabalho.

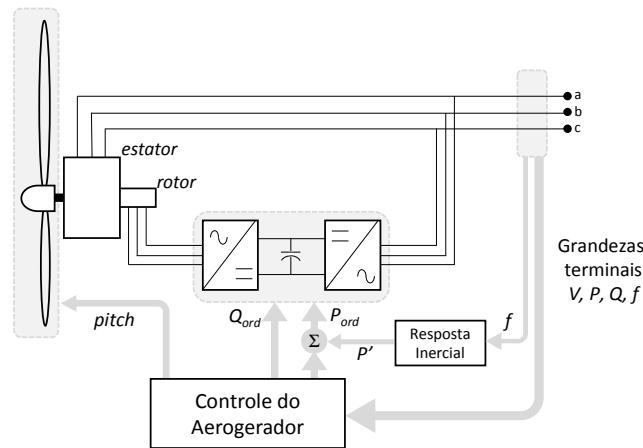


FIGURA 2 – Estrutura básica de controle de um aerogerador do Tipo III

Por intermédio de uma malha suplementar, sensibilizada por variações negativas e expressivas (banda morta) da frequência no ponto de conexão do aerogerador, é produzido em contraposição um sinal diretamente sobre a ordem de potência dos conversores, demandando maior potência do aerogerador. Para atendimento à nova ordem de potência, o conjunto turbina-rotor cede energia cinética perdendo velocidade angular. Em situações com velocidade de vento elevada, a energia cinética cedida ao sistema é posteriormente recuperada pela própria turbina. Entretanto, em situações de vento moderado ou reduzido, o aerogerador absorve energia do sistema.

3.0 - AVALIAÇÃO COM SISTEMA-TESTE DE 9 BARRAS

Para avaliar os efeitos do recurso de inércia sintética, foi primeiramente utilizado um sistema simples, baseado em [9], no qual são representados dois geradores convencionais de 200 MVA e uma planta eólica com 95 aerogeradores do Tipo III, com capacidade individual de 1,6 MW, como mostrado na Figura 3. Foi considerada uma condição de vento favorável, de modo que a potência produzida pela planta eólica conectada à barra 3 seja de 80% da sua capacidade, resultando em um valor próximo ao da planta hidráulica conectada à barra 2. A simulação consistiu no desligamento do gerador da barra 1, impondo um déficit instantâneo de geração de 68 MW ao sistema. Nas situações com a representação da inércia sintética foram avaliados dois valores distintos de ganho da malha principal do controle que sintetiza a inércia.

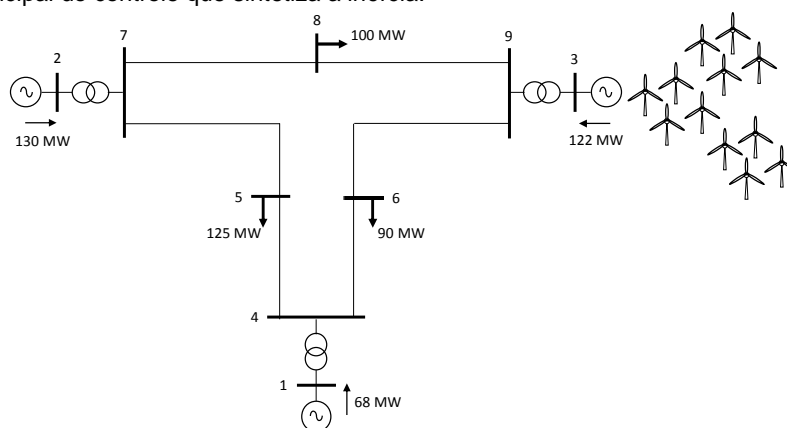


FIGURA 3 – Sistema-teste de 9 barras

Pode-se observar na Figura 4 que o gerador convencional da barra 2 apresentou uma elevada resposta inercial ao distúrbio, injetando 51 MW adicionais no sistema em pouco menos de 200 ms, comportamento comum às situações sem e com a representação da inércia sintética dos aerogeradores. Sem o recurso, a frequência do sistema medida na barra 9 atingiu o valor mínimo de 56,8 Hz enquanto que, com a inércia sintética, houve elevação para 57,1 Hz e 57,3 Hz, com o ganho associado ao controle da inércia sintética nos valores de 2 e 10, respectivamente. A sensibilidade em relação ao ganho mostra também que, para o ganho de 2, a contribuição de potência dos aerogeradores atingiu 5 MW em 2,8 segundos após o distúrbio, porém poderia atingir 12,5 MW em um período inferior, de 1,3 segundos, se utilizado o valor de ganho de 10.

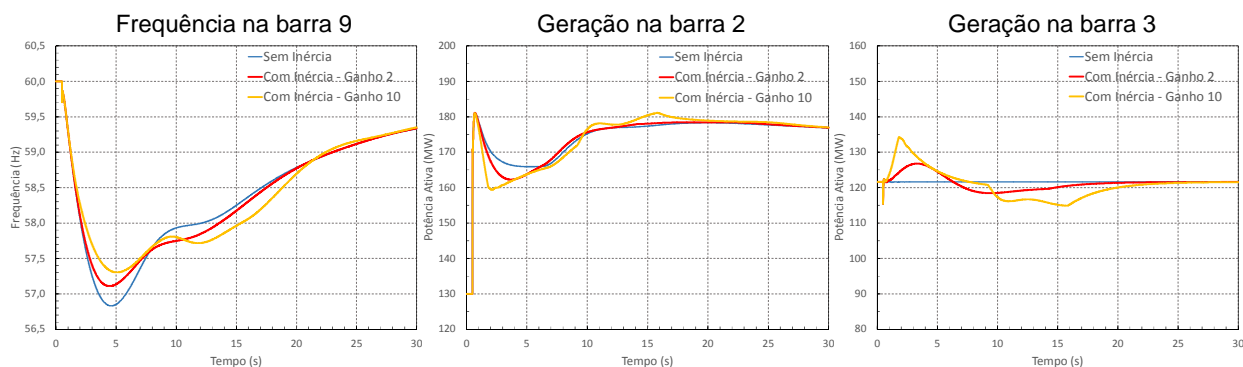


FIGURA 4 – Resultados para a simulação de perda de geração na barra 1

4.0 - APLICAÇÃO À REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

De acordo com a base histórica de geração eólica no Nordeste, o período favorável em termos de disponibilidade de vento tem maior incidência entre os meses de agosto e novembro. Nesse mesmo período as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste enfrentam condições hidrológicas desfavoráveis. Na Figura 5 são apresentados os valores médios mensais das curvas de Energia Natural Afluyente (ENA) registradas entre 1931 e 2012 para as usinas hidráulicas da região Nordeste e a média dos maiores valores de geração eólica verificada na carga pesada para o biênio de 2013/14. Ressalta-se que as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste possuem reservatórios hidráulicos com capacidade de armazenamento e regularização relevantes, o que permite que sejam praticadas políticas operativas de armazenamento de água no período úmido para utilização durante o período seco, dependendo da situação energética.

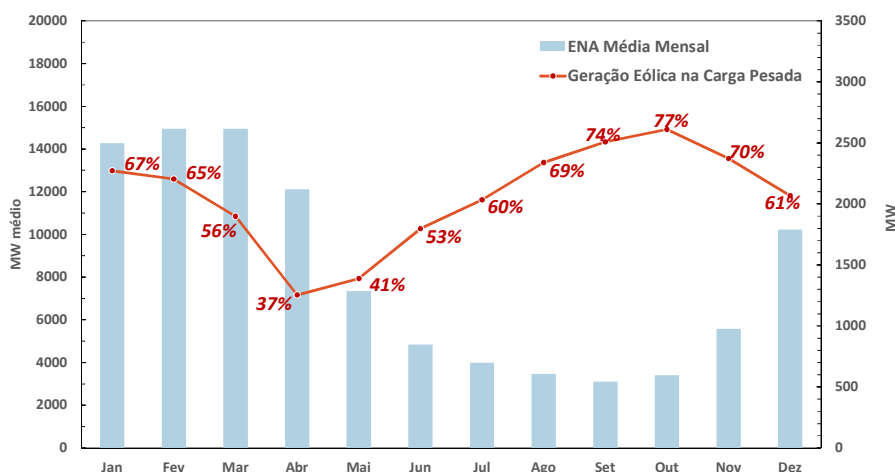


FIGURA 5 – Energia Natural Afluyente (ENA) das hidráulicas do Nordeste e geração eólica máxima

Na caracterização do cenário de interesse para as análises ora apresentadas, foi adotada a composição de hidrologia e disponibilidade de vento moderadas no Nordeste, típicas do início de inverno, que, aliada ao patamar de carga pesada, configura a região como importadora de energia, com recebimento em torno de 1.400 MW, condição em que a abertura de suas interligações com o restante do sistema resultará em uma redução significativa na frequência. Na Figura 6 são apresentados os principais corredores de transmissão das regiões Norte e Nordeste na configuração prevista para o ano de 2018, com a indicação do perfil de geração na região Nordeste, sendo os percentuais relativos à capacidade de cada tipo de fonte.

O grande distúrbio considerado na presente análise consiste na separação do sistema Nordeste do restante do SIN, simulado por intermédio da abertura das interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste. O evento tem início com um curto-circuito na rede de 500 kV seguido da abertura de um conjunto de circuitos em 500 kV e 230 kV.

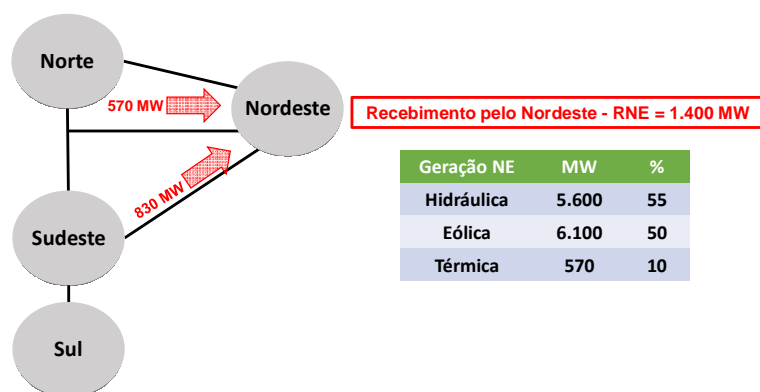


FIGURA 6 – Cenário Nordeste Importador – Carga Pesada – Ano 2018

4.1 Resultados das Simulações

Tendo em vista a evidenciar os efeitos da representação da resposta inercial emulada nos aerogeradores da região Nordeste, foram considerados três percentuais distintos de adesão ao recurso pelo parque gerador eólico, quais sejam, 10%, 50% e 100%. Na Figura 7 são apresentados os diagramas de resposta no domínio do tempo para a frequência no subsistema Nordeste (a), bem como os valores agregados de geração de potência ativa nas plantas eólicas (b) e no parque gerador convencional do subsistema (c). É importante ressaltar que, nessas simulações, foram inibidos os sistemas de proteção acionados pelo valor absoluto ou pela taxa de variação da frequência e que o parque eólico da região Nordeste foi representado por 108 plantas equivalentes utilizando modelos detalhados de aerogeradores do Tipo III.

Ao longo do processo de abertura das linhas e interligação, o parque gerador convencional apresenta resposta inercial relativamente rápida após cada evento, promovendo a injeção líquida de 1,1 GW no sistema. Por sua vez, a injeção adicional de potência pelas plantas eólicas é iniciada logo após a frequência do sistema isolado se tornar inferior a 59,85 Hz, valor correspondente à faixa de insensibilidade (banda morta) da inércia sintética. Os efeitos desse recurso sobre a frequência do sistema isolado passam a se tornar significativos para valores inferiores a 59,4 Hz, podendo ser observado que a taxa de variação da grandeza se reduz na medida em que o percentual de adesão à inércia sintética pelo parque eólico aumenta. Em termos da frequência mínima após a perturbação, foram obtidos 57,64 Hz no caso sem representação da inércia sintética, 57,69 Hz para adesão ao recurso por 10% das plantas eólicas, 57,86 Hz para adesão de 50% e 58,01 Hz na hipótese de todos os aerogeradores contarem com o recurso.

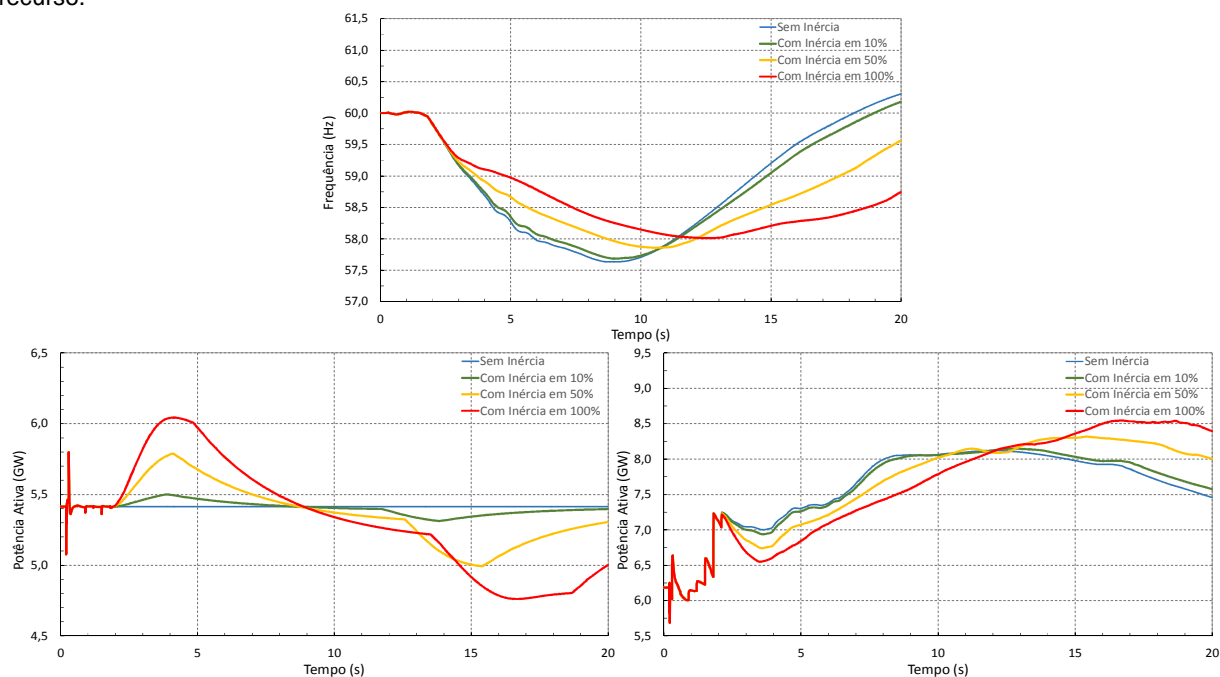


FIGURA 7 – Resultados para a simulação de isolamento do subsistema Nordeste
No caso com plena adesão à inércia sintética, a injeção adicional de potência pelas plantas eólicas atinge

630 MW, ou 11% da potência inicial, em um intervalo de 2 segundos. Os resultados mostram ainda que, apesar das plantas eólicas contribuírem significativamente em uma fase inicial pós-distúrbio para reduzir a taxa de variação de frequência do sistema isolado, cedendo parte da energia cinética armazenada nas turbinas e rotores dos aerogeradores, a recuperação dessa energia em período posterior tende a aumentar a contribuição da regulação primária de velocidade dos geradores convencionais. Com base nas simulações, observa-se que esse efeito poder ser diretamente correlacionado com a amplitude da contribuição inercial do parque eólico.

4.2 Simulações com Esquema Regional de Alívio de Carga

Como recurso emergencial para recuperação do equilíbrio geração - carga após grandes perturbações, o subsistema Nordeste conta com o Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC, acionado tanto pela taxa de variação da frequência como pelo seu valor absoluto e escalonado para executar cortes de carga progressivos em até cinco estágios. As simulações do item 4.1 para as situações sem representação da inércia sintética e com adesão plena ao recurso pelo parque gerador eólico foram refeitas, dessa vez considerando habilitado o ERAC do subsistema Nordeste. Na Figura 8 é apresentado o desempenho da frequência do subsistema isolado em ambos os casos. A taxa de variação de frequência na janela de monitoração da grandeza, entre 59 Hz e 58,5 Hz, não foi suficiente para determinar a atuação do ERAC. Por outro lado, no caso sem inércia sintética, foi sensibilizado o primeiro estágio por valor absoluto de frequência, ajustado em 57,9 Hz, resultando no corte de 6% da carga da região Nordeste, equivalente a 836 MW. Pode-se observar que a recuperação da frequência é mais acelerada no caso sem inércia sintética, porém às custas da imposição do corte de carga, que é evitado com a utilização daquele recurso.

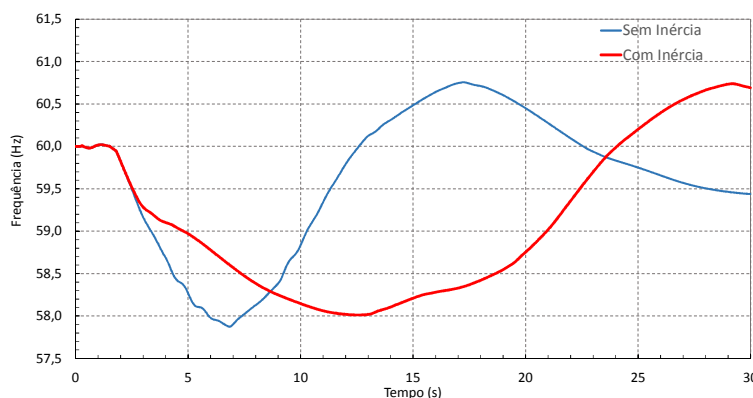


FIGURA 8 – Resultados para a simulação de isolamento do subsistema Nordeste com ERAC ativado

5.0 - CONCLUSÃO

No presente trabalho foram apresentados aspectos relevantes com respeito aos recursos destinados a tornar os aerogeradores modernos sensíveis às grandes variações de frequência do sistema e capazes de produzir resposta inercial de maneira semelhante aos geradores convencionais. A diferença de desempenho da frequência observada na comparação em que o recurso da inércia sintética está disponível nos aerogeradores comprova a eficácia desta funcionalidade, que poderá ser determinante para a recuperação da frequência em condições sistêmicas críticas, inclusive com possibilidade de evitar a atuação de um determinado estágio do ERAC, desde que haja uma adesão significativa do parque gerador eólico ao recurso.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) 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.
- (2) TIELENS, P., VAN HERTEM, D. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables, 6th Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Delft, Netherlands - Apr. 16-17, 2012.
- (3) GWEC – Global Wind Energy Council, Global Wind Report – Annual Market Update 2014.

- (4) MILLER, N.W., CLARK, K., SHAO, M. Impact of frequency responsive wind plant controls on grid performance, 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power, Quebec, Canada - Oct. 18–19, 2010.
- (5) BRISEBOIS, J., AUBUT, N. Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, USA - July 24-28, 2011.
- (6) MARINELLI, M., MASSUCO, S., MANSOLDO, A., NORTON, M. Analysis of inertial response and primary power-frequency control provision by doubly-fed induction generator wind turbines in a small power system, 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden - August 22-26, 2011.
- (7) LONGATT, F.G. Impact of synthetic inertia from wind power on the protection/control schemes of future power systems: simulation study, 11th IET International Conference on Developments in Power System Protection, Birmingham, UK – Apr. 23-26, 2012.
- (8) MILLER, N.W., DELMERICO, R.W., KURUVILLA, K., SHAO, M. Frequency responsive controls for wind plants in grids with wind high penetration, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA - Jul. 22–26, 2012.
- (9) ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A. Power system control and stability, New York, Wiley-IEEE Press, 2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Tatiana Frade Gonçalves Mundstock graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2004. Iniciou sua carreira profissional em 2004 quando ingressou na Ampla como engenheira na área de Estudos da Operação permanecendo até junho de 2005. Desde julho de 2005 atua como colaboradora no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atualmente no cargo de engenheira sênior, membro da equipe de estudos de limites elétricos das interligações regionais vinculada à Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão.

Adriano de Andrade Barbosa graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em 1995, e obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ, em 1999. Em 2011 concluiu o MBA em Gestão de Energia Elétrica, pela PUC/RJ. Iniciou sua carreira profissional no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) em 1996. Desde 2001, atua como engenheiro no Operador Nacional do Sistema Elétrico, onde coordena e desenvolve estudos pré-operacionais de instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional, com foco na análise de desempenho dinâmico e estabilidade eletromecânica.

Paulo Eduardo Martins Quintão, engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em 1993, pós-graduado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1999. Trabalhou no CEPEL no período de março de 1994 a junho de 2008. Trabalha no ONS desde julho de 2008 na Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle - GPE. Participa em projetos de estabilização de sistemas através de reajustes nos controladores de unidades geradoras, além de estudos pré-operacionais de novos empreendimentos que integrarão o SIN. Atualmente sua principal atividade é o projeto do HVDC do Rio Madeira.

Sergio Luiz de Azevedo Sardinha graduou-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Completou curso de pós-graduação em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Santa Catarina em 1981. Em 1975 ingressou na ELETROBRAS como engenheiro na área de Estudos de Planejamento da Operação permanecendo até 1992. Ingressou no ONS no ano 2000 onde até hoje presta serviços como engenheiro especialista na Gerência de Estudos Especiais de Proteção e Controle.

André Bianco graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Gama Filho em 1990 e obteve o título de Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1994. Iniciou sua carreira profissional no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, onde foi pesquisador no Departamento de Sistemas Elétricos até 2004. Participou de projetos de pesquisa de âmbito nacional e internacional envolvendo temas como estabilidade de tensão, transmissão CCAT e sistemas de transmissão flexíveis FACTS, além de atuar em estudos elétricos para interligação de sistemas e integração de usinas hidro e termoeletricas. De março de 2004 a julho de 2005 ocupou a Coordenação do Núcleo de Estudos Elétricos e Energéticos Andrade & Canellas Consultoria e Engenharia Ltda.. Desde agosto de 2005 é colaborador no Operador Nacional do Sistema Elétrico, atualmente no cargo de engenheiro especialista, vinculado à Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão. É membro sênior do IEEE desde 2007.