



Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

Melhoria do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional em Cenários com Massiva Geração Eólica via Aplicação de Recursos de Inércia Sintética, Compensadores Síncronos e Sistemas de Armazenamento de Energia

JARDEL CUNHA CAMELO (1)(2); FABRICIO ANDRADE MOURINHO (1)(2); PEDRO HENRIQUE LOURENÇO DOS SANTOS (1); IGOR DE OLIVEIRA BARRETO (1); TATIANA MARIANO LESSA ASSIS (2); ONS (1); COPPE/UFRJ (2)

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo avaliar o efeito da elevada inserção de geração eólica no controle da frequência de sistemas de potência, considerando diferentes recursos de controle. Inicialmente, um sistema didático é utilizado para avaliações preliminares, onde a geração síncrona convencional é parcialmente substituída pela geração eólica. São utilizados como recurso de controle a inércia sintética dos aerogeradores, sistemas de armazenamento de energia, compensadores síncronos e o reajuste do estatismo das máquinas convencionais. Posteriormente, essas avaliações são estendidas ao Sistema Interligado Nacional, com foco na região Nordeste, sendo simulado o ilhamento desse subsistema em uma condição de baixa inércia.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Desempenho Dinâmico, Controle de Frequência, Inércia Sintética, Regulação Primária

1.0 - INTRODUÇÃO

Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, os ventos passaram a ser o segundo recurso mais utilizado para a geração de energia elétrica no Brasil, atrás apenas da fonte hídrica. São mais de 7 mil aerogeradores em 601 parques eólicos [1], perfazendo um total de cerca de 15 GW de capacidade instalada dos quais 86% estão na região Nordeste.

Na maioria dos empreendimentos de geração eólica no Brasil são utilizados Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) [2], e, mais recentemente, é observada uma penetração considerável de máquinas síncronas conectadas à rede através de conversores eletrônicos (*Full-Scale Converters*). Essas máquinas não agregam resposta inercial ao sistema, o que leva a um aumento das taxas de variação da frequência elétrica (*RoCoF – Rate of Change of Frequency*), observadas durante desequilíbrios entre carga e geração. Em vista deste cenário, fica clara a importância de serem avaliados recursos que realizem um contraponto aos efeitos da redução de inércia e contribuam de forma a atenuar essas elevadas taxas de variação de frequência e melhorar o desempenho dinâmico do sistema.

Neste contexto, esse trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento da frequência em um cenário de redução significativa da inércia global, decorrente da substituição de usinas convencionais por parques eólicos, e o impacto da utilização de alguns recursos de controle no desempenho da frequência do sistema. Inicialmente, um sistema teste de pequeno porte é utilizado para avaliações preliminares, onde a geração síncrona convencional é parcialmente substituída pela geração eólica. Foram avaliados os recursos da inércia sintética (IS) dos parques eólicos, a inserção de compensadores síncronos, a inserção de sistemas de armazenamento de energia à baterias (SAE) e o reajuste do estatismo de regime permanente dos reguladores de velocidade das máquinas

convencionais, com o intuito de melhorar o desempenho da frequência em eventos de desbalanços de potência, sobretudo durante perdas de grandes blocos de geração.

Posteriormente, as avaliações realizadas no sistema de pequeno porte são estendidas para o SIN, com foco na região Nordeste do Brasil. Nesse sentido, são exploradas situações com alta penetração de geração eólica, onde se avalia dinamicamente o evento de ilhamento desse subsistema. Adicionalmente, realiza-se uma análise comparativa desse caso com um similar, porém, onde a geração no subsistema se dá integralmente por unidades convencionais (hidrelétricas e termelétricas), o qual foi tomado como cenário de referência.

2.0 - RECURSOS UTILIZADOS PARA O CONTROLE DE FREQUÊNCIA

O modelo de gerador eólico utilizado neste trabalho foi o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), que é um gerador de velocidade variável cujo estator se conecta diretamente à rede elétrica e o rotor é alimentado via conversor de potência. Os aerogeradores (AGs) simulados são produzidos pela GE, com uma potência nominal de 1,6 MW. A modelagem detalhada desses equipamentos pode ser consultada em [3]. Além do controle de tensão, esse tipo de gerador viabiliza a utilização do recurso denominado de inércia sintética. Essa funcionalidade atua de forma a extrair energia cinética das pás dos AGs para auxiliar no controle da frequência.

Um segundo recurso utilizado para o controle de frequência foi o compensador síncrono (CS). Esse equipamento responde instantaneamente ao desbalanço de carga-geração. Em situações de perda de geração, que é o foco deste trabalho, o CS injeta um montante de potência ativa advinda da energia cinética do rotor, impactando diretamente na taxa de variação da frequência (TVF). Como tal equipamento não dispõe de fonte primária de potência, essa energia é demandada posteriormente do sistema elétrico para recompor a velocidade síncrona do rotor.

O terceiro recurso utilizado para o controle da frequência foram sistemas de armazenamento de energia à baterias (SAE) que viabilizam a injeção adicional de potência ativa, contribuindo para a regulação da frequência do sistema, com o benefício de ter uma resposta rápida com elevada taxa de injeção de potência. Os SAEs utilizados no trabalho são compostos por baterias que se conectam ao sistema elétrico por meio de inversores do tipo fonte de tensão (VSC). Através do sistema de controle, o SAE é capaz de alterar a injeção de potência ativa e reativa na rede em função das grandezas que se deseja controlar, tais como as próprias potências ativa e reativa ou tensão e frequência. O modelo dinâmico do SAE implementado pode ser encontrado em [4] e é representado por uma malha de controle da componente real da corrente que utiliza um controlador do tipo proporcional-integral (PI) para tratar dos desvios de potência ativa ou de frequência, e uma malha de controle da componente imaginária da corrente que também utiliza um controlador do tipo PI para tratar dos desvios de tensão ou de potência reativa.

Adicionalmente, foi avaliado o reajuste do estatismo das máquinas convencionais, com o objetivo de melhorar o desempenho da regulação primária do sistema, sobretudo em sistemas em que são utilizadas a IS, tendo em vista a demanda de potência ativa desses recursos após uma injeção adicional nos primeiros instantes [5] e CS, que demandam uma potência adicional em um segundo momento para recompor a velocidade síncrona do rotor.

3.0 - METODOLOGIA E ANÁLISE DO SISTEMA TESTE

A avaliação do desempenho dinâmico a partir de um sistema teste permite uma análise mais detalhada dos impactos no sistema elétrico decorrentes das variações efetuadas nos cenários e sistemas de controle. Posteriormente, simulações foram efetuadas no SIN, as quais corroboraram os principais resultados obtidos no sistema didático utilizado. Todas as simulações foram realizadas utilizando o programa ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL.

O sistema teste, proposto originalmente em [6], possui 9 Barras, 3 usinas convencionais e 6 linhas de transmissão, formando um anel em 230 kV. A esse sistema foi adicionada uma décima Barra com a conexão de uma unidade geradora, resultando na configuração apresentada na Figura 1a. Esse sistema, denominado de CASO REF, tem as seguintes características de geração:

- Nas Barras 1, 2 e 3 estão conectadas usinas termelétricas (UTES), compostas por uma máquina de 192 MVA e constante de inércia (H) de 6,5 s cada, na base da máquina. O despacho de geração nas usinas 1, 2 e 3 é de 50 MW, 130 MW e 90 MW, respectivamente.
- Na Barra 10 está conectada uma usina hidrelétrica (UHE) composta por uma máquina de 200 MVA e constante de inércia (H) de 4,9 s, na base da máquina, com despacho de geração de 50 MW.

Para esse cenário, foi simulada a contingência da usina de 50 MW da Barra 10, que corresponde a aproximadamente 15% da geração total do sistema. A Figura 1b ilustra o desempenho da frequência para a contingência supracitada, onde pode ser observada uma frequência mínima de 59,38 Hz e taxa de variação de frequência de 0,42 Hz/s.

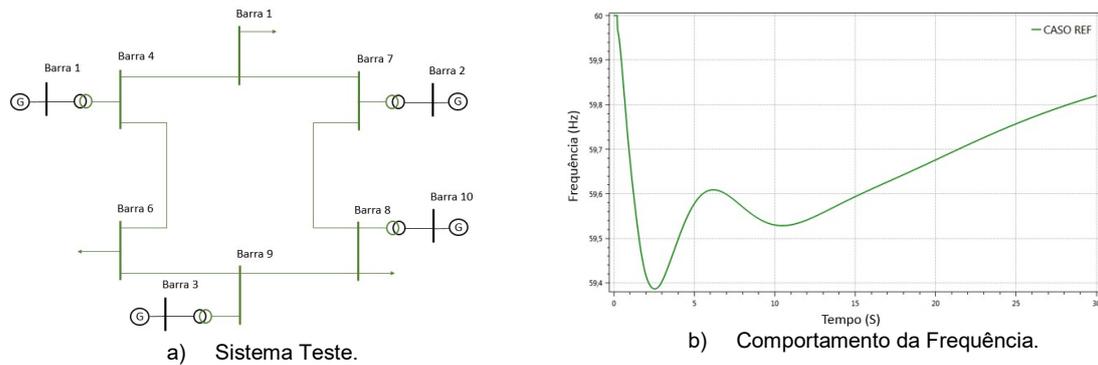


FIGURA 1 – Sistema Teste e Comportamento da frequência.

Esse resultado foi utilizado como referência para avaliar o desempenho dinâmico decorrente da substituição da usina convencional conectada à Barra 3 por uma planta eólica. Com esse objetivo, foram avaliados os casos descritos na Tabela 1, onde são utilizados diferentes recursos de controle com intuito de melhorar o desempenho dinâmico do sistema após a redução da inércia equivalente provocada pela substituição do gerador convencional por uma usina eólica.

Tabela 1 – Cenários avaliados.

CASO 1 - CT	Obtido a partir do CASO REF com a substituição da UTE conectada à Barra 3 por um parque eólico; A usina eólica supracitada é composta por 70 AGs, compondo 112 MW de potência instalada. A exportação é de 80% da capacidade nominal para a rede elétrica, ou seja, 90 MW, que corresponde ao mesmo montante da usina termelétrica que foi substituída. Neste cenário o único recurso sistêmico do parque eólico é o controle de tensão.
CASO 2 – CS	Obtido a partir do CASO 1 – CT adicionando um CS à Barra 2 (192 MVA – H = 6,5 s).
CASO 3 – IS	Obtido a partir do CASO 1 – CT adicionando o recurso de IS ao parque gerador eólico.
CASO 4 - ISCS	Obtido a partir do CASO 3 – IS adicionando um CS à Barra 2 (192 MVA – H = 6,5 s).
CASO 5 - ISCSR	Obtido a partir do CASO 4 – ISCS alterando o ajuste do estatismo das máquinas convencionais de 5% para 2%.
CASO 6 – A	Obtido a partir do CASO 1 – CT adicionando o recurso de armazenamento de energia ao parque gerador eólico com uma reserva em torno de 10% do despacho de geração.
CASO 7 - ISCSRA	Obtido a partir do CASO 5 – ISCSR adicionando o mesmo recurso de armazenamento de energia no parque eólico que foi utilizado no CASO 6 – A.

Para cada um dos cenários foi simulada a contingência da geração de 50 MW da Barra 10 com análise do comportamento do sistema, tomando como referência a resposta obtida para o CASO REF.

A regulação da frequência de um sistema elétrico pode ser dividida em algumas etapas. Com a contingência de um bloco de geração, por exemplo, uma demanda extra precisa ser atendida pelas fontes remanescentes. Instantaneamente, essa demanda é distribuída entre as máquinas convencionais conectadas ao sistema na proporção direta dos coeficientes de torque sincronizante. Logo após a resposta instantânea a divisão é realizada de forma proporcional à inércia das máquinas sincronizadas. Essa etapa é denominada de regulação inercial. A terceira atuação, que ocorre na escala dos segundos, se refere à injeção de potência decorrente da regulação primária, cuja partição é proporcional aos estatismos das máquinas do sistema [7]. Essas etapas de atuação se superpõem ao longo do tempo, porém, essa categorização permite um melhor entendimento dos recursos que influenciam no desempenho da frequência do sistema.

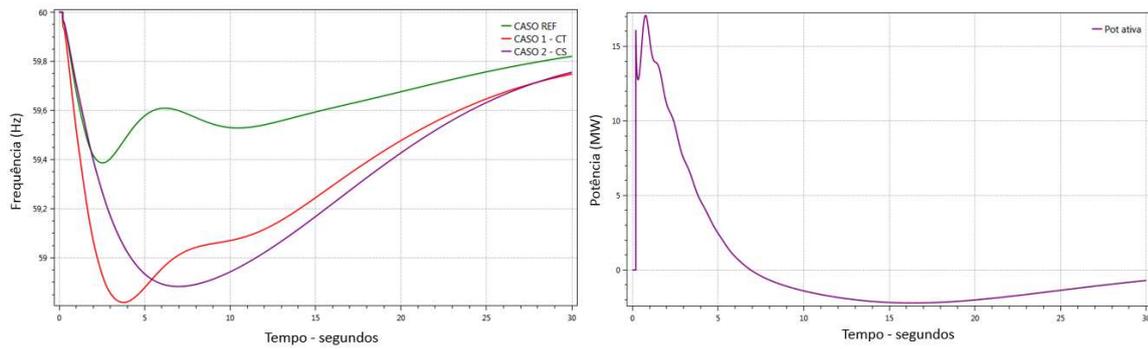
3.1 CASO 1 – CT & CASO 2 – CS

Por dispor apenas do controle de tensão nos parques eólicos, é observado no CASO 1 – CT um afundamento significativo da frequência do sistema, com um valor mínimo de 58,82 Hz (curva vermelha da Figura 2a). Comparado com o CASO REF, cujo valor obtido foi de 59,38 Hz, a diferença é de 0,56 Hz.

Ao adicionar ao sistema um compensador síncrono conectado à Barra 2, com as mesmas características da máquina já conectada a este barramento, verifica-se um valor mínimo de frequência ligeiramente menor, porém, observa-se a recomposição da taxa de variação da frequência, como pode ser visto na Figura 2a (curva em roxo).

A entrada em operação do compensador síncrono foi suficiente para recuperar o desempenho dinâmico nos primeiros instantes da simulação. Isso se explica pela característica de atuação deste equipamento, que injeta potência ativa instantaneamente, com o mesmo comportamento da máquina convencional que foi substituída, durante a etapa da regulação inercial. Porém, em um segundo momento o compensador síncrono demanda

potência do sistema para reconstituir sua velocidade síncrona, tendo em vista que não dispõe de fonte primária de potência. Esse desempenho está mostrado na Figura 2b, que mostra a potência elétrica na saída do compensador síncrono.

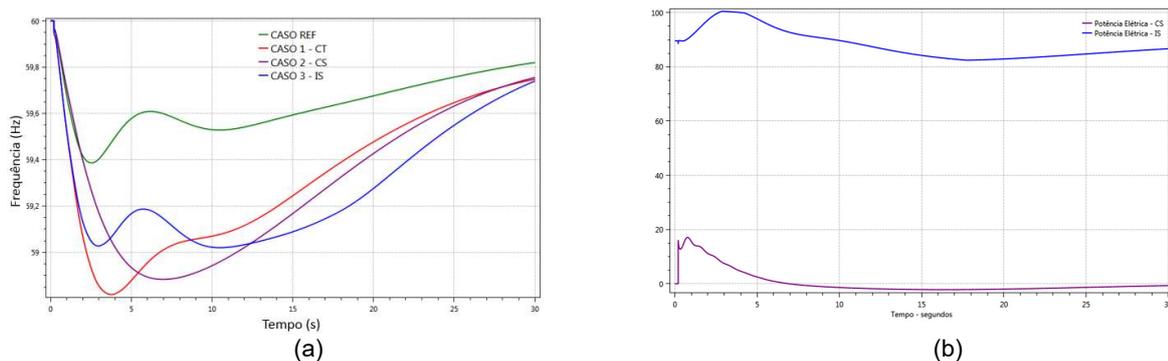


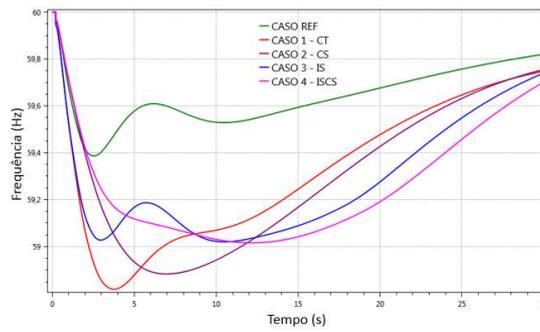
a) Frequência
b) Potência ativa injetada pelo CS.
FIGURA 2 – Desempenho do Sistema – CASO 1 – CT & CASO 2 – CS.

3.2 CASO 3 – IS & CASO 4 – ISCS & CASO 5 ISCSR

Adicionando ao sistema de controle dos parques eólicos o recurso de IS, observa-se um valor menor de afundamento da frequência no CASO 3 – IS, com um valor mínimo de 59,02 Hz (curva azul da Figura 3a), inclusive em relação ao CASO 2 – CTCS. Por outro lado, quando se avalia os primeiros instantes da simulação pode ser verificado que a inclusão do recurso de IS não levou à recomposição da taxa de variação da frequência. Essa diferença em relação à recomposição da taxa, obtida nos CASO 3 – IS e CASO 2 – CTCS, se deve a forma como os recursos injetam o adicional de potência ativa no sistema. Enquanto o compensador síncrono tem uma injeção instantânea, o parque eólico tem, além da banda morta que sensibiliza o recurso e do tempo necessário para a atuação, uma taxa menor de injeção de potência ativa, que está associada à possibilidade de *stall* nas turbinas eólicas [3]. Essa diferença está exposta na Figura 3b. O valor de potência injetada via IS é de cerca de 10% do valor de despacho na usina.

Para melhorar a taxa de variação foi inserido no CASO 3 – IS o CS na Barra 2, dando origem ao CASO 4 – ISCS. Com isso, os benefícios de ambos os recursos foram somados, melhorando o desempenho da frequência, como pode ser visto na curva em rosa da Figura 3c. Porém, tanto os parques eólicos quanto o compensador síncrono demandam potência do sistema para recompor a velocidade dos rotores. Portanto, além dos benefícios para a regulação da frequência, as demandas desses dois recursos também são somadas em um segundo momento, resultando em um atraso na recuperação da frequência do sistema, como pode ser verificado comparando a curva em rosa com a curva azul na Figura 3c.

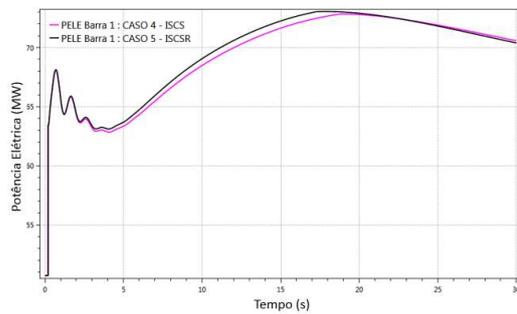




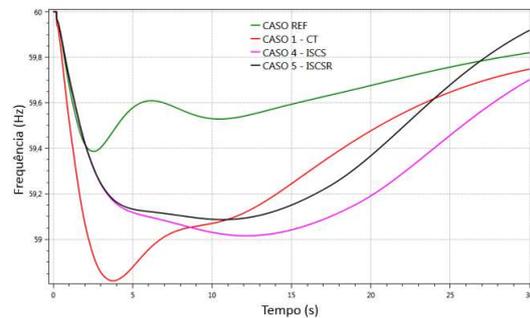
(c)

FIGURA 3 – Desempenho do Sistema – CASO 3 – IS & CASO 4 – ISCS & CASO 5 ISCSR.

Com o intuito de melhorar a recuperação da frequência, foi realizado um reajuste do estatismo das máquinas convencionais, variando os seus valores de 5% para 2%. Com isso, se verificou um aumento na injeção de potência ativa na etapa de regulação primária, como pode ser visto na Figura 4a para a Barra 1, viabilizando o objetivo proposto, como pode ser visto na Figura 5b (curva em preto).



(a)

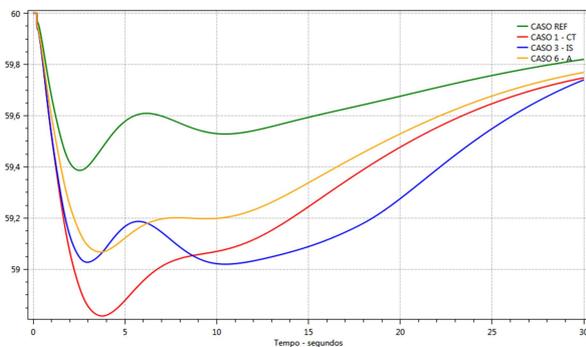


(b)

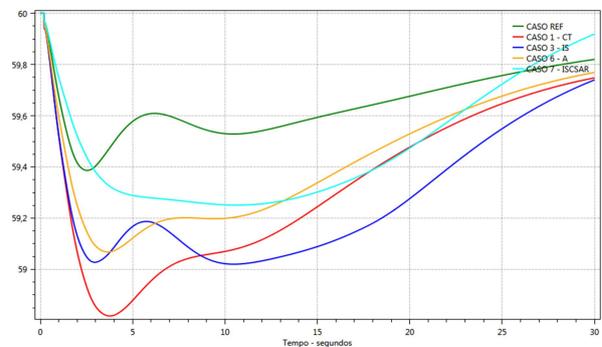
FIGURA 4 – Desempenho do Sistema considerando o reajuste do estatismo.

3.3 CASO 6 – A & CASO 7 – ISCSAR

Foi adicionado ao parque eólico um sistema de armazenamento de energia à bateria (SAE) com um montante de potência igual a aproximadamente 10% do valor do despacho de geração. Diferentemente dos recursos utilizados nos casos anteriores, o SAE possibilita uma injeção permanente de potência adicional com baixa constante do tempo de resposta e elevada taxa de variação de potência, contribuindo, inclusive com a regulação primária. Com isso, foi observado um melhor desempenho quando comparado com o recurso de IS, tendo sido verificada uma redução na taxa de variação, além de uma recuperação mais rápida da frequência, como pode ser vista na Figura 5a (curva em laranja). Adicionalmente, foi realizada uma simulação associando os recursos de IS, o sistema de armazenamento no parque eólico e o CS conectado à Barra 2. Além disso, também foi feito o reajuste dos estatismos das máquinas convencionais com o objetivo de contribuir com o SAE no desempenho da regulação primária. O resultado foi uma melhora na taxa de variação da frequência, mesmo quando comparado ao CASO REF, e um valor de frequência mínima de 59,25 Hz, enquanto o CASO REF o valor verificado foi de 59,38 Hz. O resultado pode ser visto no gráfico da Figura 5b (curva em ciano).



(a)



(b)

FIGURA 5 – Desempenho do Sistema adicionando as curvas com a inserção de Sistemas de Armazenamento.

4.0 - ANÁLISE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Foi realizada uma avaliação do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando um elevado percentual de geração eólica no subsistema do Nordeste, configurando um caso de baixa inércia global nesse subsistema. Para tanto, foi montado um caso de carga média, no qual o subsistema do Nordeste é importador tanto do subsistema do Norte quanto do subsistema do Sudeste. A avaliação foi realizada a partir da simulação do evento de ilhamento do Nordeste, que foi realizado através da abertura simultânea de todas as suas linhas de interligação com o SIN. Os recursos de controle foram utilizados com o intuito de melhorar o desempenho deste subsistema após seu ilhamento. Em paralelo foi simulado o mesmo evento considerando exclusivamente usinas convencionais para ser utilizado como cenário de referência. Os casos simulados para as avaliações estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Cenários avaliados para o evento de ilhamento do Nordeste.

CASO SIN – REF	Configuração elétrica prevista para o ano de 2020, conforme Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE (dez/2018); Geração no subsistema Nordeste composta exclusivamente por geração convencional com um montante global de aproximadamente 11,0 GW, para atender a uma carga de cerca de 13,0 GW, resultando em um cenário com o Nordeste importador. A inércia global do Nordeste neste caso é de 57819 MVA·s*.
CASO SIN – CT	Montado a partir do CASO SIN – REF, realizando a substituição de parte da geração convencional do Nordeste por geradores eólicos; configurando uma geração de aproximadamente 3500 MW de UHE e 8000 MW de eólica. Os parques eólicos foram modelados como geradores GIDA GE 1,6 MW via modelo CDU, dispondo apenas de recurso para controle de tensão. A inércia global do Nordeste neste caso foi reduzida para 22172 MVA·s.
CASO SIN – CTCS	Montado a partir do CASO SIN – CT considerando a adição de 6 compensadores síncronos (CS) distribuídos da seguinte forma: 2 na UHE Sobradinho (194 MVA – H = 4,25 s); 2 na UHE Paulo Afonso (456 MVA – H = 4,46 s); e 2 na UHE A. Sales (122 MVA – H = 4,05 s). Os CS foram simulados com as máquinas existentes nas usinas. A inércia global do Nordeste com a operação desses CS é de 28900 MVA·s.
CASO SIN – IS	Montado a partir do CASO SIN – CT com a adição do recurso de IS aos parques eólicos.
CASO SIN – ISCS	Montado a partir do CASO SIN – IS com a adição dos mesmos 6 CS utilizados no CASO SIN - CTCS.
CASO SIN – ISCSR	Montado a partir do CASO SIN – ISCS reajustando o valor do estatismo das máquinas das UHE com geração despachadas para o valor de 2%.
CASO SIN – A	Montado a partir do CASO SIN – CT com a adição de 5 sistemas de armazenamento de energia com uma potência nominal instalada de 100 MW cada. Esses equipamentos foram instalados nas seguintes subestações: Teresina 230 kV, Fortaleza 230 kV, Miranda 230 kV, Pituba 230 kV e Bongí 230 kV.
CASO SIN – ISCSRA	Montado a partir do CASO SIN – ISCSR adicionando os mesmos sistemas de armazenamento de energia dispostos no CASO SIN – A.

*A inércia global do subsistema Nordeste de cada caso é igual ao somatório do produto da potência nominal pela constante de inércia de todas as máquinas sincronizadas do subsistema.

Na simulação com o CASO SIN – REF houve a atuação do primeiro estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) da região Nordeste por valor absoluto, cujo valor de ajuste é de 57,9 Hz, que resultou em um corte de 795,1 MW de carga. O desempenho pode ser visto na Figura 6.

No CASO SIN – CT, por conta da redução da inércia global do subsistema Nordeste, foi verificado um aumento significativo na taxa de variação da frequência, resultando na atuação dos três primeiros estágios do ERAC, cujos ajustes são de 0,70 Hz/s, 1,10 Hz/s e 1,5 Hz/s, respectivamente, com um montante de 3180,5 MW de cargas desligadas. Após esse corte expressivo de cargas, foi verificada uma sobrefrequência elevada de 63,9 Hz. Esse desempenho está apresentado na curva em vermelho da Figura 7a. Cabe ressaltar que este valor elevado de sobrefrequência (63,9 Hz) pode levar ao desligamento de UTEs, o que poderia provocar um colapso no sistema, tal como já observado em ocorrências passadas. Neste contexto, este caso ilustra uma atuação exagerada do ERAC, que foi provocada pelo aumento da taxa de variação de frequência observada, decorrente do aumento da penetração de fontes eólicas e consequente redução da inércia equivalente do subsistema Nordeste. De fato, o ajuste preciso de um esquema de alívio de carga em um sistema com elevada penetração de fontes intermitentes é extremamente complicado, haja vista a difícil previsibilidade das taxas de variação de frequência que serão observadas em possíveis ilhamentos.

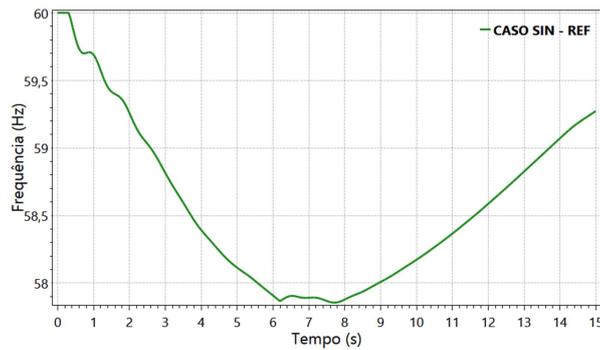


FIGURA 6 – Desempenho do Sistema: CASO SIN – REF.

No CASO SIN – CTCS, onde houve a inclusão dos compensadores síncronos adicionais no subsistema Nordeste, foi verificada uma redução na taxa de variação quando comparado ao CASO SIN – CT. Dessa forma, ocorreu a atuação apenas do primeiro e segundo estágios do ERAC por taxa de variação, resultando em um corte de carga de 1722,8 MW, melhorando de forma significativa o desempenho do sistema, como pode ser visto na curva em roxo na Figura 7b. Quando comparado ao caso anterior, a inclusão destes compensadores síncronos permitiu uma melhor segurança na atuação do ERAC, o que aumentaria as chances da manutenção de uma ilha elétrica estável após a separação dos subsistemas.

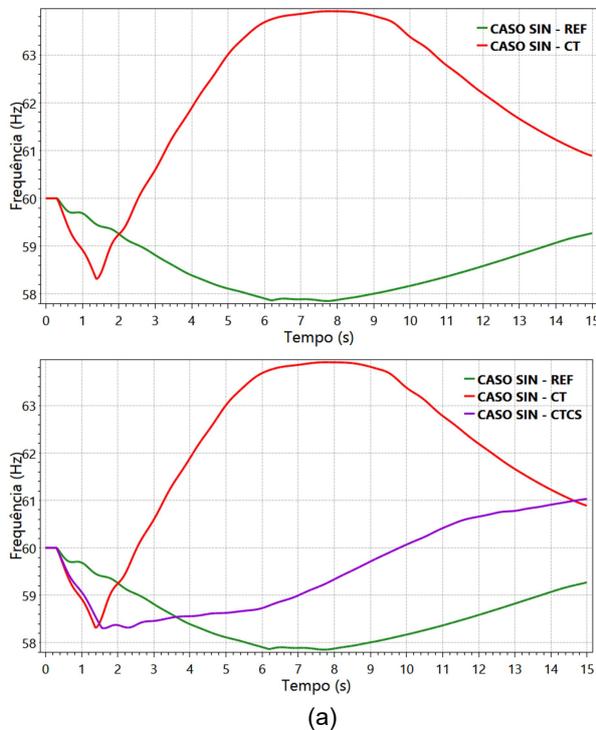


FIGURA 7 – Desempenho do Sistema considerando a recurso a inserção de compensadores síncronos.

No CASO SIN – IS, foi utilizado o recurso de IS em todos os parques eólicos do subsistema Nordeste. Nos instantes imediatos à ocorrência do evento, não foram verificadas melhoras na taxa de variação da frequência, tendo em vista o atraso da atuação deste recurso, como já apresentado no sistema teste. Porém, em um segundo instante, foi observada uma redução mais acentuada na taxa quando comparada ao CASO 2 – CTCS. Com essa melhora foi verificada a atuação apenas do primeiro estágio do ERAC por taxa de variação da frequência, com um corte de carga de 795,1 MW. A frequência continuou reduzindo e posteriormente foi verificada a atuação do segundo estágio do ERAC, nesse caso por valor absoluto, cujo ajuste é de 57,8 Hz, com um corte de carga de 927,7 MW. Esse desempenho pode ser visto na curva em azul da Figura 8a.

No CASO 4 – ISCS, em que houve a adição de compensadores síncronos juntamente com o uso do recurso de IS, foi verificada uma redução da máxima taxa de variação da frequência calculada em relação ao CASO 3 – IS de 0,98 Hz/s para 0,82 Hz/s. Porém, essa redução não foi suficiente para evitar a atuação do primeiro estágio do ERAC por taxa e, posteriormente, a atuação por valor absoluto, resultando no mesmo montante de corte de carga, apesar da melhora relativa de desempenho, como pode ser visto na Figura 8b, comparando a curva em azul com a curva rosa. Apesar da melhora com relação à taxa de variação e a frequência mínima, pode ser observado um atraso na recuperação da frequência, tendo em vista que tanto os aerogeradores quanto os compensadores

síncronos demandam um montante de potência do sistema elétrico para recompor a sua velocidade de rotação, como pode ser visto na curva em rosa em comparação com a curva azul da Figura 8b. Para melhorar essa recuperação da frequência foi realizado um reajuste do valor do estatismo do regulador de velocidade das usinas da região Nordeste, a partir do CASO SIN – ISCS, dando origem ao CASO SIN – ISCSR. Assim como no sistema teste, esse reajuste proporcionou um aumento de injeção de potência durante a etapa da regulação primária. Apesar da utilização desse recurso não ter implicado em redução de corte de carga houve uma melhora na velocidade de recuperação da frequência, como pode ser visto na curva em preto da Figura 8c.

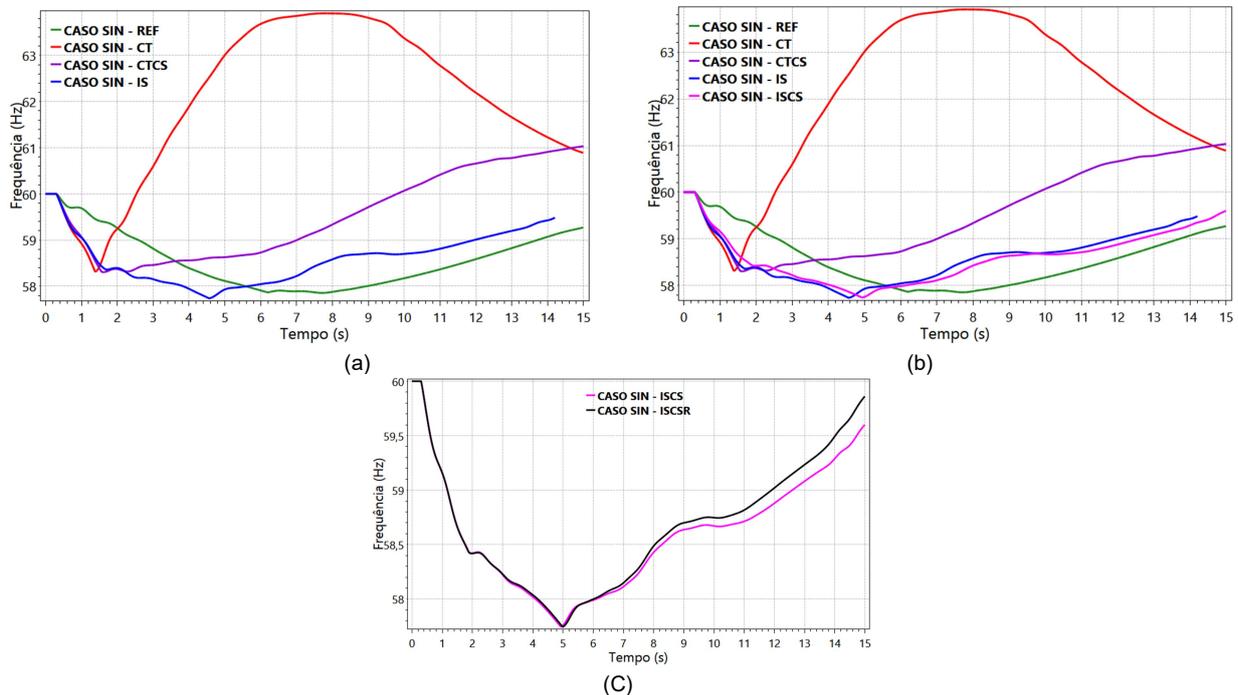


FIGURA 8 – Desempenho do Sistema com a adição das curvas dos CASO SIN – IS e CASO SIN – ISCS.

Avaliando o CASO SIN – A, onde foram adicionados os sistemas de armazenamento de energia a partir do CASO SIN - CT, foi verificada a atuação do primeiro e segundo estágios do ERAC por taxa de variação, reduzindo o número de estágio atuados do ERAC em comparação ao CASO SIN – CT, resultando em um corte de carga de 1722,8 MW. O desempenho da frequência pode ser visto na curva em laranja na Figura 10a.

Considerando a atuação conjunta de todos os recursos, CASO 7 – ISCSRA, observa-se uma melhora significativa com relação à taxa de variação da frequência prevenindo a atuação de todos os estágios do ERAC por taxa de variação de frequência. Assim como no CASO SIN – REF, foi verificada a atuação do ERAC apenas por valor absoluto, porém com o acionamento de dois estágios ao invés de apenas um. Pode ser verificado na curva em ciano da Figura 10b que, neste caso, a atuação do primeiro estágio teria sido suficiente para a retomada da frequência do sistema. Porém, como essa recuperação não ocorreu de forma imediata ao primeiro corte de carga e, pelo fato da proximidade entre os ajustes dos estágios, 57,9 Hz o primeiro e 57,8 Hz o segundo, foi verificada a atuação de ambos com um corte de 795,1 MW e, em seguida de 927,7 MW.

Este trabalho ilustra que, além dos recursos utilizados para melhorar o controle de frequência do sistema Nordeste após ilhamento, é também necessário avaliar possíveis melhorias nos ajustes atuais ou mesmo de novas estratégias para o ERAC em virtude da possibilidade de operações com baixa inércia em função da significativa mudança no parque gerador do subsistema.

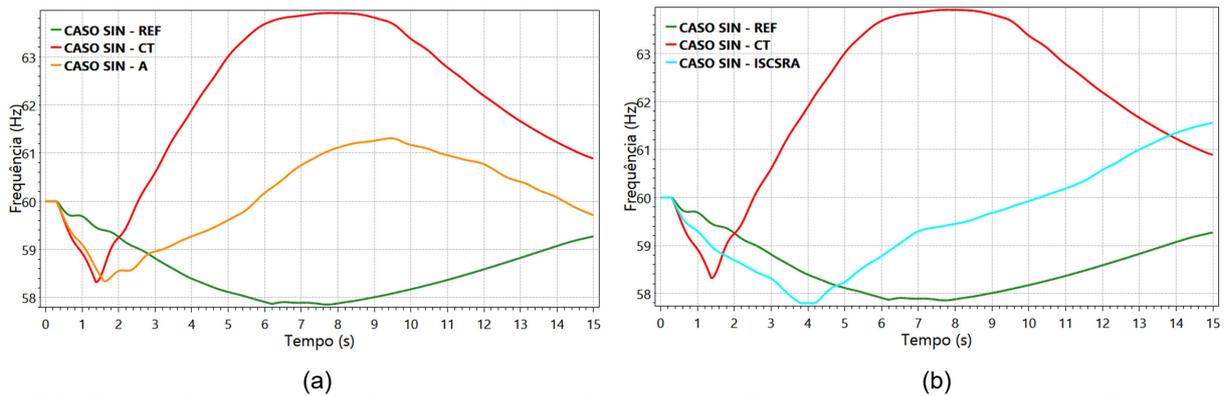


FIGURA 10 – Desempenho do Sistema considerando a adição de Sistemas de Armazenamento de Energia.

5.0 - CONCLUSÕES

Diante da perspectiva de crescimento das fontes alternativas, torna-se importante o estudo dos recursos que podem contribuir para manter o desempenho dinâmico dos sistemas elétricos, que são afetados pela acentuada redução de inércia. No presente trabalho foi possível verificar o impacto relevante na taxa de variação da frequência e na frequência mínima do SIN em eventos de desbalanço carga-geração. Em contrapartida, foi possível observar a recuperação gradual do desempenho da frequência utilizando recursos que fornecem um adicional de potência ativa ao sistema elétrico.

Com relação à taxa de variação da frequência, o compensador síncrono se mostrou eficiente na recuperação do desempenho dinâmico durante a etapa de regulação inercial. Da mesma forma, os sistemas de armazenamento de energia também contribuem para atenuar as taxas de variação de frequência, haja vista sua elevada taxa de injeção de potência ativa, mesmo a despeito do atraso na atuação, que está relacionado principalmente à banda morta necessária para o acionamento do controle. Adicionalmente, os SAEs também contribuem na regulação primária, o que pode resultar em um menor corte de carga para o reequilíbrio carga-geração.

Outro recurso também avaliado foi a inércia sintética utilizada nos parques eólicos, que atua com uma taxa de injeção de potência significativamente menor do que a observada com a aplicação dos compensadores síncronos e dos sistemas de armazenamento de energia à baterias. Junta-se a isso um atraso maior para sensibilizar a redução na frequência elétrica do sistema. Ainda assim, podem ajudar no desempenho dinâmico do sistema e contribuir na melhoria da estabilidade de frequência.

O recurso de inércia sintética e o compensador síncrono apresentam uma particularidade em comum que está relacionada à velocidade de operação dos rotores do aerogerador e do próprio CS. Ambos demandam uma potência da rede elétrica para a recomposição da velocidade de operação dos rotores, logo após contribuírem com uma potência adicional para o sistema. Essa demanda impacta diretamente na recuperação da frequência, na medida em que onera a etapa de regulação primária.

Para contribuir com a recuperação da frequência, sobretudo na etapa da regulação primária, foi realizado um reajuste do estatismo das máquinas convencionais, de valores em torno de 5% para 2%, que se mostrou eficaz neste propósito. Cabe ressaltar que o reajuste do estatismo se torna ainda mais relevante com o aumento da reserva girante nas usinas do sistema.

Os resultados mostraram também a necessidade de reavaliar os ajustes do ERAC no caso de operação com inércia reduzida, uma vez que cortes de carga em montantes preestabelecidos podem acarretar problemas significativos de sobrefrequência. Conjuntamente, é importante a investigação de métodos de corte de carga adaptativos, visando à determinação de um montante de corte de carga mais preciso em função do real déficit de potência e da inércia do sistema no momento da contingência.

Adicionalmente, cumpre ressaltar que este trabalho ilustra a necessidade da definição de uma inércia mínima para operação segura de sistemas de potência sujeitos a perdas de grandes blocos de geração, sendo que a adoção e o quantitativo de cada recurso, que será utilizado para controle e regulação da frequência, depende de uma análise técnico-econômica de cada solução.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, <http://www.portalabeeolica.org.br>. [Acesso em 20/05/2019].
 [2] J.C.Camelo, "Impacto de Diferentes Estratégias de Controle dos Parques Eólicos na Estabilidade de Frequência de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica". Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

- [3] K. Clark, N. W. Miller, J. J. S. Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies", General Electric International, Inc, Version 4.5, April 2010.
- [4] A. Ortega, F. Milano, "Generalized model of VSC-based energy storage systems for transient stability analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3369-3380, setembro 2016.
- [5] J. C. Camelo and T. M. L. Assis, Impact of Different Strategies of Wind Farms Control in the Dynamic Performance of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), XIV SEPOPE, Recife, 2018
- [6] P. M. Anderson, Power System Control and Stability, New York, Wiley – IEEE Press, 2003.
- [7] R. Sauer "Controle Frequência – Potência em Sistemas Elétricos" Associação Brasileira de Engenheiros Eletricistas (ABEE), Conferência Realizada no Clube de Engenharia, 1967.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Jardel Cunha Camelo possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (2012), Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2019). Trabalha no ONS desde 2012 na área de planejamento da operação elétrica de médio prazo.



Tatiana Mariano Lessa Assis possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007). Realizou pós-doutorado no Imperial College London em 2015, junto ao Control & Power Research Group. Já trabalhou no CEPEL (1998-2001), no ONS (2001-2003) e foi professora da UFF entre 2006 e 2011. Atualmente é professora associada da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, dinâmica, proteção e controle de sistemas de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010, sendo, desde 2015, editora da revista IEEE Transactions on Sustainable Energy. É membro do CIGRÉ e Senior Member do IEEE.



Fabricio Andrade Mourinho possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à Gerência de Planejamento da Operação Elétrica de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Tem experiência em estudos de planejamento da operação de sistemas interligados, transmissão em corrente contínua, integração de fontes renováveis de energia em redes elétricas e geração distribuída.



Igor de Oliveira Barreto possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio (2009). Atualmente, é aluno regular do curso de mestrado em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Atua na área de planejamento da operação elétrica no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desde 2010.



Pedro Henrique Lourenço dos Santos possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2010) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2014). Atualmente é engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desde 2010. Suas áreas de interesse são análise estática, dinâmica e controle de sistemas de potência e simulação híbrida. Tem experiência em estudos elétricos e modelos de componentes para simulações no domínio do tempo.