



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala

**André D. R. Medeiros (*) Antonio F. C. Aquino Alexandre A. Nohara Arlindo L. Araújo Junior
Flávia M. C. Ferreira Leandro D. Penna Leandro O. Nascimento Manoel J. Botelho Marcelos G. Santos
Mauro P. Muniz Paulo E. M. Quintão Rodolfo G. S. Leite Sergio L. A. Sardinha**

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

RESUMO

Este Informe Técnico apresenta resultados do trabalho que está sendo desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) visando estabelecer referências para o número mínimo de unidades geradoras síncronas em operação em cada período do dia, tendo como foco o desempenho elétrico do Sistema Interligado Nacional (SIN) e das áreas geoeletricas que o compõem. O objetivo é o de preservar a segurança elétrica na operação do SIN, tendo em vista a crescente participação da geração assíncrona (eólica e solar fotovoltaica) na matriz energética brasileira.

PALAVRAS-CHAVE

Inércia, RoCoF, Controle de Frequência, Geração Eólica, Geral Solar Fotovoltaica.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de grande porte estiveram sempre fortemente associados à utilização de máquinas síncronas para a geração de energia e atendimento às cargas. De fato, a utilização de máquinas síncronas diretamente conectadas à rede agrega benefícios aos sistemas elétricos que facilitam muito a sua operação. Entre os principais benefícios sistêmicos podem ser citados o controle dinâmico do perfil de tensão da rede e a regulação da frequência elétrica do sistema.

Em relação à regulação da frequência elétrica, deve-se ressaltar que as máquinas síncronas diretamente conectadas agregam resposta inercial, ou seja, convertem em energia elétrica parte da energia cinética armazenada em seus rotores, e vice-versa, sempre que caracterizado um desequilíbrio entre carga e geração no sistema. Este comportamento é uma característica inerente das máquinas síncronas, sendo fundamental para atenuação das taxas de variação da frequência elétrica.

A geração de energia a partir de fonte primária hidráulica ou térmica constitui uma aplicação natural para as máquinas síncronas diretamente conectadas. Esse não é o caso da geração de fonte eólica, na qual é grande o ganho de eficiência energética quando o processo pode ter sua velocidade variada em função das condições do vento. Como consequência, são utilizados arranjos de velocidade variável, baseados em máquinas de indução duplamente alimentadas (DFIGs) ou em máquinas síncronas conectadas à rede através de conversores eletrônicos (Full Converter). No caso da geração solar fotovoltaica, não são aplicadas máquinas rotativas no processo de produção de energia, sendo a conexão com a rede elétrica feita obrigatoriamente por meio de conversores eletrônicos. Em síntese, a expansão da geração eólica e fotovoltaica não agrega resposta inercial ao sistema, como é natural na geração convencional baseada em máquinas síncronas diretamente conectadas à rede.

Ocorre que o aumento da participação da geração de tipo assíncrona (eólica e fotovoltaica) nos sistemas elétricos é uma tendência mundial que aparenta ser irreversível. De fato, a constante busca pelo desenvolvimento sustentável através do uso de fontes de energia limpas e renováveis, tem fomentado o crescimento da energia eólica e fotovoltaica. Como resultado, a produção de energia elétrica por meio de aerogeradores e painéis fotovoltaicos atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante da matriz energética em vários países onde este recurso natural é disponível, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz energética mundial nas próximas décadas. Deve-se registrar que o Brasil, em particular as regiões Nordeste e Sul, se apresentam como os mercados mais promissores para a expansão da geração eólica e no Nordeste já se inicia implantação de plantas solares fotovoltaicas de grande porte. Além disso, espera-se, para os próximos anos, expansão significativa da geração fotovoltaica do tipo *rooftop*, em unidades consumidoras brasileiras conectadas ao sistema de distribuição, caracterizando uma geração distribuída.

O aumento da participação da geração eólica e fotovoltaica nos sistemas elétricos é impulsionado, na prática, pelos potenciais benéficos que agrega à sociedade, relacionados principalmente a aspectos ambientais, econômicos e energéticos. Constitui, no entanto, motivo de preocupação entre os operadores de sistemas elétricos em todo o mundo. De fato, a variabilidade e a difícil previsibilidade destas fontes de geração impactam diretamente a operação do sistema em toda a cadeia de processos que a compõem, desde o planejamento, passando pela programação e a operação em tempo real. Além disso, a substituição da geração baseada em máquinas síncronas por outra baseada na utilização de conversores eletrônicos modifica de forma importante o desempenho elétrico dos sistemas, podendo comprometê-lo a depender da proporção da geração síncrona vs. assíncrona em dado instante.

No caso particular da região Nordeste do Brasil, as condições verificadas nos últimos 6 (seis) anos na bacia do rio São Francisco são tais, que um número muito reduzido de geradores permanece em operação nas usinas do Complexo Paulo Afonso – Xingó. Por outro lado, é crescente a inserção da fonte eólica e solar nesse sistema, podendo conduzi-lo a valores significativos de exportação de energia e a grandes variações de intercâmbio em face da variabilidade dessas fontes, em especial da eólica. Não obstante estejam previstos reforços importantes para as interligações em 500 kV com a região Nordeste no horizonte 2023, não se pode descartar completamente a hipótese de isolamento/ilhamento da região Nordeste. Em tal condição, são ainda maiores as preocupações com o aumento do grau de penetração da geração assíncrona no sistema Nordeste.

A FIGURA 1 ilustra o balanço energético da região Nordeste do Brasil, entre os anos 2010 e 2018. Fica bastante evidente na figura o crescimento da participação da geração eólica no suprimento de energia a essa região.

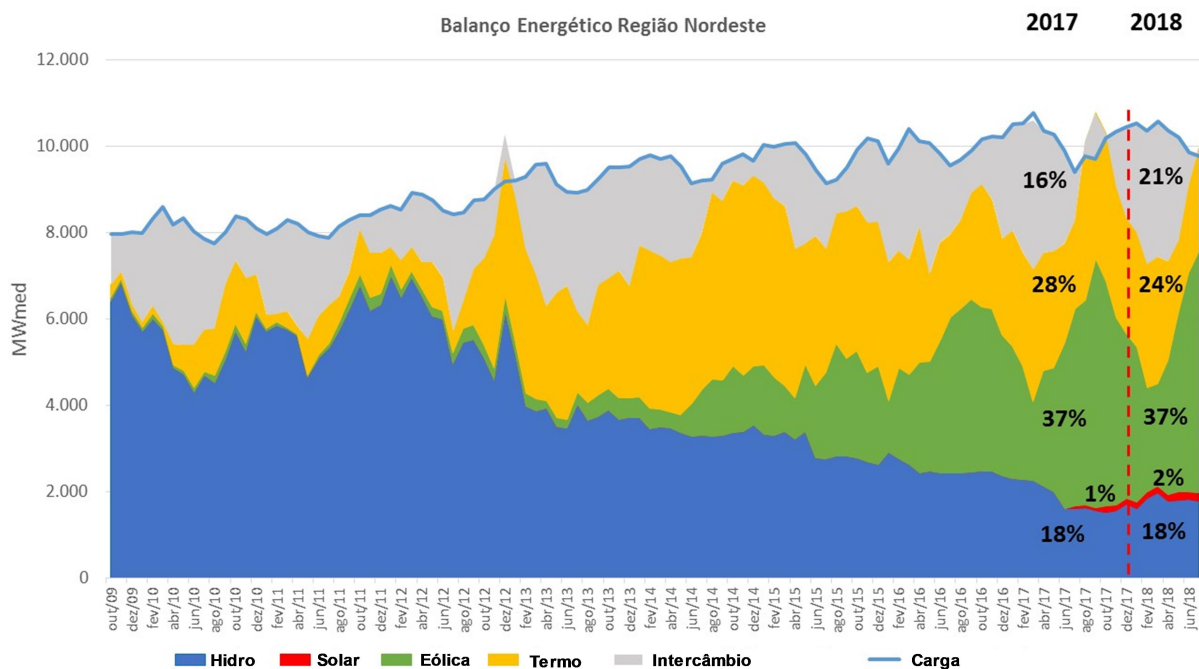


FIGURA 1 – Balanço Energético Região Nordeste (2010 a 2018).

Importante observar, ainda, que uma parte da geração convencional que entrou em operação nos últimos anos está conectada ao SIN através de elos de corrente contínua. Nesse caso, as unidades geradoras operam de forma assíncrona em relação ao restante do SIN, sem agregar resposta inercial ao sistema síncrono. É este o caso das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, que compõem o complexo gerador do Rio Madeira.

Em suma, para os operadores de sistemas elétricos, e em particular para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, a questão que se apresenta é: como garantir a segurança elétrica e a flexibilidade na operação do Sistema Elétrico Nacional - SIN, considerando a redução da inércia equivalente do sistema, a elevação das taxas de variação de frequência (RoCoF), a variabilidade da geração assíncrona de tipo eólica e fotovoltaica e as características elétricas dessas fontes, *vis a vis* à geração síncrona interna, de fonte hidráulica e térmica.

Neste contexto, o ONS está desenvolvendo uma série de ações para aperfeiçoamento de seus processos, visando prepará-lo para o crescimento ainda maior da participação das fontes eólica e solar no SIN, viabilizando a integração dessa geração e mantendo níveis adequados de segurança operativa. Entre as ações em curso, e tendo como base referências técnicas relacionadas aos efeitos da redução da inércia equivalente em sistemas elétricos de grande porte, o ONS enviou um questionário a outros operadores de sistemas do mundo, no âmbito do GO15 (*Reliable and Sustainable Power Grids*). O objetivo foi o de agregar as visões e experiências de outros operadores de sistemas, em relação a metodologias, critérios e medidas adotadas para fazer frente à mudança das características dos seus sistemas elétricos, especialmente em relação à redução da inércia equivalente e seus efeitos.

Este Informe Técnico apresenta, com base nas referências técnicas, na consolidação das respostas dos operadores e nas análises realizadas no âmbito do ONS, os resultados do trabalho que está sendo desenvolvido para estabelecer referências mínimas para a operação do SIN e das áreas geoeletricas que o compõem, em relação ao número mínimo de unidades geradoras síncronas em operação a cada período do dia, tendo em vista a minimização das excursões de frequência (taxa de variação no tempo, frequência mínima e recuperação). O objetivo é o de agregar maior segurança elétrica na operação do SIN, por meio da introdução dessas restrições de inércia mínima nos processos de planejamento e programação da operação do SIN, bem como na operação em tempo real.

2.0 - HISTÓRICO DAS AÇÕES DO ONS NO CONTEXTO DA GESTÃO DA INÉRCIA DO SIN

Nos últimos 20 (vinte) anos, o ONS desenvolveu estudos e tomou ações que resultaram em diretrizes operacionais relacionadas ao número mínimo de unidades geradoras sincronizadas no SIN, com impacto na inércia equivalente do sistema, direta ou indiretamente.

Em nota técnica desenvolvida em 2001 (1), por exemplo, motivada pela expressiva redução da carga como consequência do racionamento de energia, o ONS examinou o impacto da operação com número reduzido de unidades geradoras sincronizadas no desempenho elétrico do SIN. Os procedimentos definidos à época, e alguns ainda vigentes, estabeleceram o número mínimo de unidades geradoras que devem permanecer sincronizadas no sistema Sudeste/Centro-Oeste. Estabeleceram, ainda, as referências para equivalência entre unidades geradoras, tendo como base a inércia de cada máquina expressa em uma mesma base de potência.

As referências mínimas que passaram a ser adotadas pelo ONS a partir do ano 2001 tiveram como base estudos e análises desenvolvidas para o patamar de carga mínima, abordando os aspectos a seguir, entre outros:

a) **Estabilidade da frequência elétrica:** foi avaliada a capacidade do sistema de recuperar a frequência após a perda de geração (perda de unidade geradora ou abertura de interligações regionais) e equacionar os riscos de perda de unidades geradoras térmicas por atuação das proteções de frequência;

b) **Amortecimento de oscilações eletromecânicas:** apresenta indicações para manter as usinas cujos estabilizadores podem contribuir de forma mais efetiva no amortecimento dos modos de oscilação críticos;

c) **Estabilidade eletromecânica:** avalia o impacto sobre a estabilidade das unidades geradoras, considerando a operação com número reduzido de geradores e em condição de subexcitação.

Outro exemplo de ação do ONS no contexto da gestão da inércia do SIN ocorreu em 2004, no âmbito dos estudos para revisão do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC das regiões Norte/Nordeste (2). Além da redefinição dos estágios para corte de carga, nestes estudos foi determinada a sensibilidade da frequência elétrica na região Nordeste após ilhamento desse sistema, em relação ao número de unidades geradoras sincronizadas na usina hidrelétrica de Xingó. O documento recomendou o número mínimo de unidades que deveriam permanecer sincronizadas nessa usina, em função do seu despacho total. Deve-se ressaltar, no entanto, que desde 2016 o número mínimo de unidades recomendados para esta usina não vem sendo atendido em função da redução da afluência no rio São Francisco, devida a condições hidrológicas desfavoráveis nesta bacia. Alternativamente, visando a preservação da segurança elétrica neste sistema na hipótese de ilhamento da região Nordeste, foi estabelecida restrição adicional sobre o recebimento de energia pela região em função de sua carga verificada.

Convém ressaltar ainda, que em 2016, motivado por uma perturbação que levou a corte de cargas após a ocorrência de subfrequência sustentada no SIN (ver FIGURA 2), o ONS elaborou uma nota técnica (3)

apresentando as bases conceituais e os aspectos técnicos que conduziram à redefinição da estratégia para corte de carga manual em condição de subfrequência. O documento aborda aspectos técnicos sobre o desempenho de unidades geradoras e suas proteções e sobre o comportamento dos principais tipos de cargas e elementos do sistema de transmissão em condições de subfrequência, tendo como foco a segurança elétrica e a continuidade do suprimento às cargas. Os novos procedimentos definiram a referência de frequência de 59,5 Hz para início do corte de carga manual.

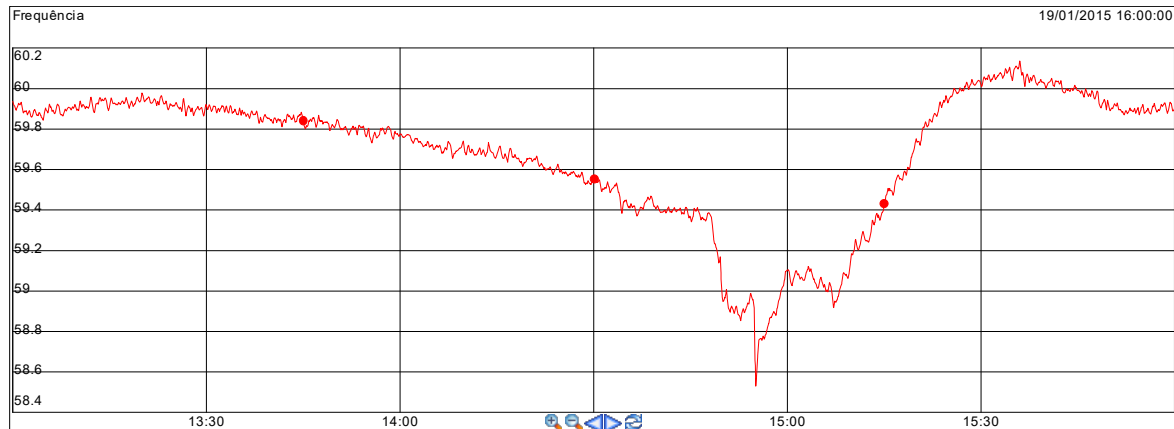


FIGURA 2 – Frequência elétrica (em Hz) na região Sudeste entre 13 e 16h do dia 19 de janeiro de 2015.

As ações de caráter operacional expostas nesta seção permitem concluir que o ONS dispõe de procedimentos para a gestão da inércia e seus efeitos no desempenho elétrico do SIN, em especial no que se refere ao controle da frequência. Há, no entanto, espaço para aperfeiçoamento e padronização dos estudos e procedimentos que vêm sendo adotados, à luz das importantes transformações a que o SIN vêm experimentando nos últimos anos, em especial no que se refere à expansão da geração assíncrona.

3.0 - GESTÃO DA INÉRCIA DE SISTEMAS DE GRANDE PORTE NO CONTEXTO INTERNACIONAL

Esta seção apresenta um resumo de referências bibliográficas coletadas pelo ONS, relacionadas direta ou indiretamente ao tema da gestão da inércia equivalente de sistemas elétricos, no contexto da segurança operacional elétrica. Apresenta-se, também, uma visão geral das respostas a um questionário apresentado pelo ONS a outros operadores de sistemas elétricos de grande porte (no âmbito do GO15 e do SC C2 do Cigre), também no contexto da inércia equivalente e das recomendações relativas ao número de geradores síncronos sincronizados em seus sistemas por razões elétricas.

3.1 Levantamento bibliográfico e definições

Nesta fase, foram consideradas referências técnicas relacionadas aos efeitos do número de geradores síncronos no desempenho de sistemas elétricos, tendo como foco razões elétricas (desempenho da frequência na operação interligada e ilhada, desempenho de conversores eletrônicos de elos CCAT, aspectos da operação de elos em configuração multi-infeed, reserva de potência operativa girante, controle de tensão, níveis adequados de segurança operativa, níveis de curto-circuito, limites de intercâmbio, amortecimento de oscilações eletromecânicas, etc). Na seleção das referências, foram priorizadas aquelas com aplicações práticas em sistemas de grande porte.

De uma forma geral, a quase totalidade das referências aborda o tema da expansão da geração não síncrona e seus efeitos na redução da inércia equivalente e aumento das taxas de variação da frequência (RoCoF – *Rate of Change of Frequency*). Neste contexto, em função da inércia equivalente e dos valores estimados de RoCoF para perdas de geração previamente selecionadas vêm sendo indicadas limitações operacionais específicas e recomendados estudos adicionais.

Conceitualmente, o valor inicial do RoCoF é obtido no instante posterior a um determinado evento que conduza a desequilíbrios entre carga e geração de um sistema elétrico (perda de geradores, cargas ou abertura de interligações), antes que qualquer controle atue. Em tese, seria este o maior valor do RoCoF do sistema, para uma determinada perturbação.

O valor do RoCoF para um determinado sistema elétrico tem especial interesse no tratamento das ações para gestão da inércia equivalente dos sistemas e do desempenho da frequência elétrica. Para um sistema interligado com N máquinas síncronas, o RoCoF pode ser calculado a partir da seguinte expressão matemática (4):

$$\left. \frac{d\Delta f}{dt} \right|_{t=0^+} = \frac{f^0 P_k}{2 \sum_{i=1, i \neq k}^N H_i S_i}$$

onde Δf é o desvio da frequência f em relação a seu valor nominal f^0 , 0^+ é o instante imediatamente posterior à perda da geração/carga, P_k é a geração/carga perdida, H_i e S_i são a constante de inércia e a potência aparente nominal da máquina síncrona i , no intervalo de 1 a N .

Entre os recursos recomendados para manter níveis mínimos de inércia nos sistemas elétricos, merece destaque a implantação de compensadores síncronos de inércia elevada (5) e a conversão de máquinas existentes para permitir sua operação também como compensador síncrono (6)(7), através do rebaixamento. É o caso, por exemplo, da Ilha da Madeira (em Portugal), que está estudando a possibilidade de realizar o *retrofit* de unidades geradoras térmicas que serão desativadas pela política de redução de geração térmica vigente nesse país (4). Algumas referências recomendam, ainda, a sincronização de um maior número de unidades geradoras para um mesmo despacho de potência ativa.

Em muitas referências, é ressaltada a necessidade/conveniência de ativar recursos de modulação de frequência em elos CCAT que interligam usinas ou regiões que operam de forma assíncrona. Neste ponto, convém ressaltar a experiência bem sucedida do ONS na utilização destes controles no SIN, em especial no sistema de transmissão Madeira.

As referências (5) e (7), entre outras, indicam que a aplicação do conceito VSM (*Virtual Synchronous Machine*) nos sistemas de controle dos conversores que conectam a geração assíncrona ao sistema elétrico permitiria atingir – com segurança – elevados graus de penetração de geração eólica e solar fotovoltaica. A utilização deste tipo de estratégia de controle conduziria a uma melhor resposta dos conversores eletrônicos, com potencial para redução do RoCoF do sistema para uma dada perturbação.

A referência (4) aponta que, no futuro, as condições dos sistemas elétricos podem exigir a operação da geração não síncrona em valores de potência inferiores àquela efetivamente disponível, seja na geração eólica ou fotovoltaica, visando a disponibilização de reserva para o controle da frequência, na forma de um Serviço Ancilar. No entanto há um problema nessa abordagem, no que tange a garantia da disponibilidade dessa potência adicional no momento em que o sistema realmente precisa.

Na referência (8) é apresentada uma metodologia para gestão do problema da redução da inércia, com elementos que têm potencial para aplicação no sistema brasileiro. Nesta metodologia os níveis de inércia são anualmente reavaliados e com base em valores mínimos aceitáveis e indica-se a necessidade de definição de soluções pelo planejamento quando estes níveis não são atingidos em quaisquer das atuais 5 áreas elétricas da Austrália.

3.2 Visão de outros operadores de grande porte

Visando identificar critérios e diretrizes operativas utilizadas por outros operadores de sistemas elétricos no mundo, no contexto da gestão da inércia equivalente e das recomendações relativas ao número de geradores sincronizados em seus sistemas por razões elétricas, o ONS preparou um questionário para envio a outros operadores de sistemas de grande porte, no âmbito do SWG2 do GO15 e do SC C2 do Cigre.

A quase totalidade dos operadores reconhece a tendência de redução da inércia equivalente de seus sistemas elétricos, mas apresentam diferentes graus de preocupação com o tema. As diferenças de percepção aparentam estar relacionadas ao grau de participação da geração não síncrona em suas matrizes energéticas.

Um dos operadores faz referência ao trabalho (17) realizado no âmbito de uma força tarefa do ENTSO-E que analisou a correlação entre o máximo ROCOF, Inércia e desbalanço % entre carga de geração do subsistema submetido a um ilhamento decorrente de contingências. O diagrama a seguir é extraído do estudo:

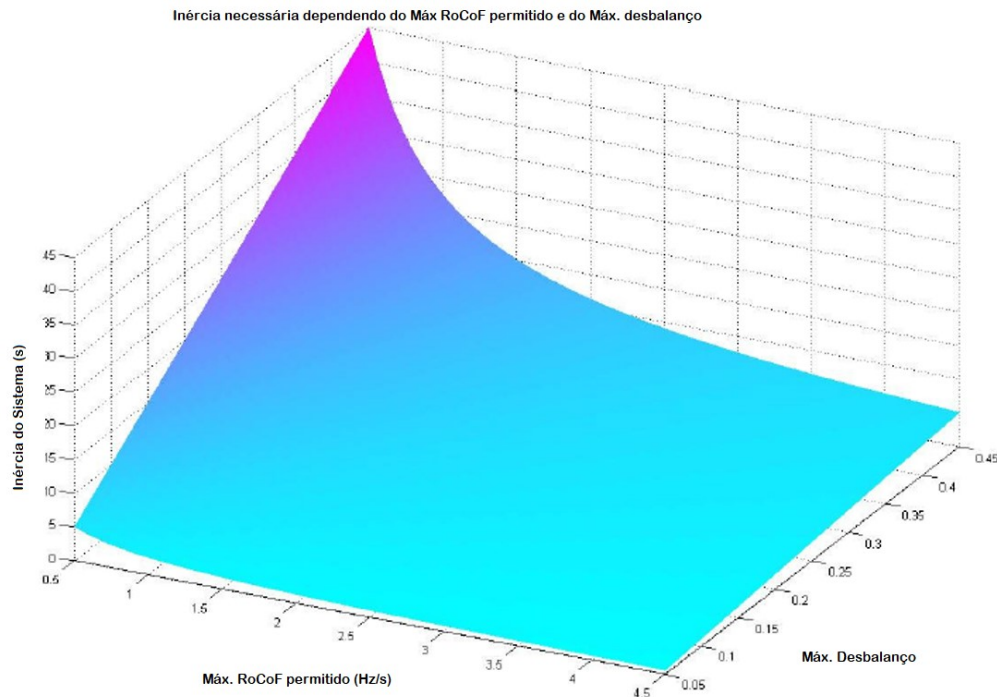


FIGURA 3 – Inércia do sistema correlacionada ao RoCoF e desequilíbrio máximo do sistema – extraída de (17)

O mesmo trabalho cita que atualmente os sistemas de proteção da Europa Continental indicam que intervalos de 0,5 Hz / s até 1 Hz / s, que correspondem a uma taxa de desequilíbrio do sistema de até 20%, permitem que os atuais sistemas de proteção operem adequadamente. No entanto, as simulações de mercado para o futuro indicam a necessidade de se lidar com um gradiente de frequência de 2 Hz/s e uma taxa de desequilíbrio de até 40%. Este aspecto levanta a preocupação no desenvolvimento de novas metodologias para abordar este problema.

Estudos e procedimentos específicos para gestão direta da inércia equivalente mínima nos sistemas elétricos, quando existentes, são recentes. Importante observar que a gestão dos montantes de reserva de potência operativa, que indiretamente tem efeito na inércia dos sistemas, mostra-se insuficiente para a gestão de sistemas elétricos com forte participação de geração não síncrona e elevada injeção de potência por elos de Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT.

As iniciativas existentes procuram determinar os valores máximos de taxa de variação de frequência (RoCoF), nos horizontes da operação e planejamento, relacionando-os à inércia equivalente e ao mix de geração dos sistemas elétricos.

De uma forma geral, a participação da geração eólica e fotovoltaica no controle de frequência resume-se a condições de sobrefrequência, tal como no Brasil. As empresas não relataram grande experiência na utilização de recursos como a inércia sintética, para condição de subfrequência.

Merecem destaque algumas aplicações que estão sendo examinadas, relativas à utilização de baterias para contribuição no controle de frequência do sistema elétrico e à estimação - em tempo real - da inércia e adoção de medidas mitigadoras. Destaca-se, ainda, um caso de instalação de 4 (quatro) novos compensadores síncronos de constante H elevada, visando a elevação da inércia de determinado sistema.

4.0 - CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido pelo ONS teve como conclusão um conjunto de recomendações que deverá nortear suas ações nos próximos anos, visando a preservação da segurança elétrica na operação do SIN em face da crescente participação da geração assíncrona (eólica e solar) na matriz energética brasileira (15). As recomendações têm como objetivo final a incorporação de restrições de inércia mínima nos processos de planejamento e programação da operação do SIN, bem como na operação em tempo real, sempre que necessárias.

Em particular, o ONS está desenvolvendo procedimentos específicos para a gestão dos níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, tendo como foco o desempenho da frequência no contexto da segurança elétrica. Tais procedimentos serão empregados pelo ONS no horizonte da operação, devendo também fornecer subsídios para

o planejamento do sistema, considerando os seguintes aspectos principais:

- a) Revisão do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão - no que se refere aos requisitos técnicos mínimos para conexão de usinas eólica e fotovoltaicas no SIN. Esse trabalho foi feito com o objetivo de incluir nesses requisitos o estado da arte em termos das novas tecnologias de controle disponíveis, visando permitir o aumento do grau de inserção dessas fontes renováveis no SIN com maior segurança. Nesse trabalho foram incluídos novos requisitos, como por exemplo a inércia sintética nos aerogeradores (9);
- b) Considerar aspectos gerais do SIN (configuração plenamente interligada) e aspectos específicos de cada região (área geoeletrica) do sistema elétrico, de forma a cobrir a hipótese de separação do sistema em duas ou mais ilhas;
- c) Determinar e incorporar em seus procedimentos referências de taxas de variação de frequência (RoCoF) para monitoramento do desempenho elétrico de cada região e para o SIN;
- d) No horizonte de curto prazo, fornecer como resultado a configuração mínima de geradores síncronos que devem permanecer em operação no SIN, bem como em cada região do sistema, para cada intervalo da programação diária da operação;
- e) Em relação aos resultados obtidos pelo ONS para o horizonte da operação, no médio e longo prazos, fornecer insumos para o órgão planejador, tendo como foco a estimativa das máximas taxas de variação de frequência (RoCoF) no horizonte de 5 (cinco) anos à frente. Adicionalmente, fornecer subsídios para a definição de cenários de composição da matriz energética no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia, assim como para a definição de configurações que considerem – na expansão – a implantação de compensação síncrona com inércia elevada;
- f) Em relação à expansão da geração eólica e fotovoltaica, fornecer subsídios adicionais para a determinação das margens existentes no sistema para inserção de novos empreendimentos, através de futuros leilões de energia;
- g) No contexto do *retrofit* de unidades geradoras em usinas existentes, especial atenção deverá ser dada às avaliações para indicação de reforços que permitam a operação das mesmas na modalidade de compensador síncrono;
- h) Meta interna para avaliar a aplicação de metodologia para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente sistema no Subsistema Nordeste, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Nota Técnica ONS NT/03/051/2001 “Reavaliação do despacho ótimo por usina e por unidade geradora e determinação do montante mínimo de carga no período de carga leve. (Sistema Sudeste/Centro-Oeste)”.
- (2) Relatório Técnico ONS RE 3-205-2004 “Estudo para revisão do ERAC das regiões Norte/Nordeste”.
- (3) Relatório Técnico ONS 3-0093/2016 “Aspectos da Operação do SIN com frequência de até 59,5 Hz”.
- (4) M. Chan, R. Dunlop, F. Schweppe: “Dynamic Equivalents for Average System Frequency Behaviour Following Major Disturbances,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.
- (5) “Frequency stability evaluation criteria for synchronous zone of continental Europe”, ENTSO-E.
- (6) C. L. Moreira, “The Need of Synchronous Inertia in Autonomous Power Systems with Increasing Shares of Renewables”, 3rd International Hybrid Power Systems Workshop in Tenerife, May 2018.
- (7) H. Urdal, “Solutions for Power Systems Operating Close to 100% Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources”, 3rd International Hybrid Power Systems Workshop in Tenerife, May 2018.
- (8) “Inertia Requirements Methodology - Inertia Requirements & Shortfalls”, prepared by Operational Analysis and Engineering, AEMO.
- (9) P. Gomes, S.L.A. Sardinha, A.F.C. Aquino, A.D.R. Medeiros, M. Muniz, P.E.M. Quintão, A.L.A. Junior, A.J. Torres, Y. Freitas, L. Monteath, F.G. Lins, A.S. Kligerman V.A. Parga, R. Vieira, F. Medeiros “Uma Visão Geral

Sobre as Questões Relacionadas com a Integração e Operação de Usinas de Energia Eólica no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN”, XXIV SNPTEE, Curitiba, PR, Brasil, 2017.

(10) N. W. Miller, M. Shao, S. Venkataraman, “California ISO (CAISO) Frequency Response Study - Final Draft”, GE Energy Report, 09 November 2011.

(11) “Operational Constraints Update - Version 1.75”, EirGrid and SONI Limited, 26/10/2018.

(12) “DS3: RoCoF Workstream Plan 2015”, EirGrid and SONI Limited, 2015

(13) “Future system inertia”, ENTSO-E, 2015

(14) “Challenges and Opportunities for the Nordic Power System”, Statnett, FINGRID, ENERGINET/DK and SVENSKA KRAFTNÄT, 2017

(15) “Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection”.

(16) Nota Técnica ONS NT-137/2018 “Metodologia e Critérios para Determinação de Níveis Mínimos de Inércia no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala”, 2018, Operador Nacional do Sistema Elétrico.

(17) Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, ENTSO-E, March 2016. https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



André Della Rocca Medeiros – Nascido em Lages/SC em 02/01/1969. Possui Graduação (1991), Mestrado (1993) e Doutorado (2003) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2009). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como gerente da Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis.

Alexandre Akio Nohara - Nascido em Vitória/ES em 10/12/1987. Possui graduação (2010) pela Universidade Federal Fluminense e mestrado (2015) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Desde de 2011 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS como engenheiro de sistema de potência na Gerência de Estudos Especiais.

Antonio Felipe da Cunha de Aquino – Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ em 1999, com mestrado (2000) e doutorado (2012) em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ. Possui pós-graduação *latu sensu* em Proteção de Sistemas Elétricos pela UFRJ (2003) e MBA em Administração pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ (2009). Trabalhou por 20 anos no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS com análise de sistemas de potência. Em 2019 ingressou na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), como professor adjunto do Departamento de Energia Elétrica e Eletrônica desta instituição.

Arlindo Lins de Araújo Jr – Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE em 1981, com especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2006). Trabalhou por 15 anos na Companhia Hidroelétrica do São Francisco na área de estudos do sistema elétrico. Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como gerente da Gerência de Engenharia do Norte e Nordeste, em Recife.

Flávia Maria Cavalcanti Ferreira – Possui Graduação (1996) e Mestrado (1998) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco e especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2011). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como engenheira na Gerência de Engenharia do Norte e Nordeste, em Recife.

Leandro Dehon Penna - Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Juiz de Fora – UFRJ em 1997, com mestrado (2005) em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ. Possui MBA em Administração pela

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ (2014). Desde 2001 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como gerente da Gerência de Estudos Especiais, no Rio de Janeiro.

Leandro O. Nascimento - Nascido em Recife/PE em 04/08/1985. Possui graduação (2016) em engenharia elétrica pela universidade federal de Pernambuco. Trabalhou no operador nacional do sistema elétrico - ONS no período de março de 2017 a março de 2019, na Gerência de Engenharia Norte e Nordeste, em Recife.

Manoel de Jesus Botelho - Formado em eletrotécnico em 1967 na Escola Federal de Eletrotécnica do Rio de Janeiro. Graduiu-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI-MG) em 1977. Em 2004/2005 participou do MBA na escola de Negócios da PUC-Rio - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial - ONS. Ingressou na Light em 1967 no Centro de Operação como eletrotécnico. Ingressou na Eletrosul em 1974 como engenheiro na área de Estudos e Proteção permanecendo até 1997. No ano de 1998 prestou serviços a Eletrobras no projeto da elaboração dos livros do Grupo Coordenador da Operação Interligada - CGOI. Ingressou no ONS no final de 1998 sendo Gerente Executivo do Centro Regional de Operação Sul e do Núcleo Sul do ONS, atualmente é Especialista II.



Marcelos Groetaers dos Santos - É especialista no ONS, onde atua desde 1998. Engenheiro Eletricista pela Escola de Engenharia da UFRJ, em 1982, Especialista CESE/EFEI, 1983, Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela UNIFEI, em 1995, Doutor em Ciências da Computação pela UFF, em 2009, e MBA em Administração pela PUC-Rio, em 2010. Foi professor visitante na Escola Superior Politécnica do Litoral, Guayaquil, Equador, em 1996/1997, onde participou da coordenação da criação do Mestrado em Engenharia Elétrica e professor da Universidade Veiga de Almeida, no Rio de Janeiro. Foi bolsista do Cepel e Engenheiro da Eletrobrás, onde atuou por 15 anos ligado ao GCOI.

Coordenou o Grupo Misto de Estudos para Planejamento e Operação da Interligação Norte-Sul. Trabalha desde 1983 em atividades relacionadas ao ensino, pesquisa, planejamento, engenharia e estudos de planejamento da operação, tendo exercido as funções de professor universitário, engenheiro, coordenador técnico e gestor. Tem publicações como autor principal e coautor em eventos e periódicos relevantes nacionais e internacionais. É membro do IEEE.

Mauro Pereira Muniz - Graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense – UFF em 1985, com mestrado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 1991. Obteve o Master's Certificate in Project Management pela The George Washington University, em 1999, e concluiu o curso na PUC-Rio (IAG Master em Desenvolvimento Gerencial) "Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico – CAISE". Trabalhou na Promon Engenharia no período de 1985 a 2000, na área de estudos elétricos, tendo se envolvido principalmente em sistemas HVDC, de Itaipu e de outros projetos fora do Brasil. Desde fevereiro de 2000 trabalha no ONS, inicialmente na área de Acesso ao Sistema de Transmissão, posteriormente como Gerente da área responsável pelo estabelecimento dos requisitos técnicos do sistema de transmissão e análise dos projetos básicos. Atualmente, é Gerente Executivo da área de Engenharia do ONS, responsável por assuntos como Análise de Perturbações – RAP, Proteção, Estudos Pré-Operacionais, Qualidade de Energia, Estudos de Recomposição, Simulador de Tempo Real (RTDS e OPAL), dentre outros.

Paulo Eduardo Martins Quintão, Engenheiro eletricista 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 – EGE, como Engenheiro Especialista. Participa em projetos de estabilização de sistemas através de reajustes nos controladores de unidades geradoras, validações de modelos matemáticos de controladores sistêmicos, além de estudos pré-operacionais de novos empreendimentos que integrarão o SIN. Atualmente sua principal atividade é a participação na equipe que realiza os estudos pré-operacionais do Sistema HVDC da UHE Belo Monte.

Rodolfo G. S. Leite - Nascido em Recife/PE em 05/08/1991. Possui Graduação (2016) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco. Desde 2017 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como engenheiro na Gerência de Engenharia do Norte e Nordeste, em Recife.



Sergio Luiz de Azevedo Sardinha - Nascido no Rio de Janeiro, em 06/06/1952, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ em 1974. 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. Ingressou no ONS no ano 2000 onde atua como Engenheiro Especialista na Gerência de Estudos Especiais – EGE da Diretoria de

Planejamento – DPL.