

Rio de Janeiro, 15/02/2022

Ao Senhor

Domingos Romeu Andreatta

Ministério das Minas e Energia

Secretário Adjunto de Energia Elétrica

Assunto: Contribuições do ONS em resposta ao Ofício nº 3/2022/CGEG/DMSE/SEE-MME, de 21 de janeiro de 2022 - Processo nº 48370.000014/2022-65.

Ref.: [1] Ofício nº 3/2022/CGEG/DMSE/SEE-MME: Diretrizes CNPE para valoração dos custos e dos benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída – Lei nº 14.300/2022.

[2] Carta ONS-0016/DPL/2021, de 19 de janeiro de 2021

Prezado Senhor,

1. Acusamos o recebimento do Ofício referenciado em [1], por meio do qual o Ministério de Minas e Energia - MME solicita ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS contribuições para definição das diretrizes acerca de microgeração e minigeração distribuída (MMGD), conforme Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022, com vistas à elaboração de documentos para a Tomada de Subsídios.
2. Em atendimento ao solicitado no Ofício, seguem as considerações preliminares do ONS sobre os pontos que devem ser atendidos ou contemplados para valoração dos custos e dos benefícios de MMGD.
3. Importante destacar que a disseminação dos recursos energéticos distribuídos (RED) no Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo MMGD, tem sido objeto de atenção constante do Operador, sendo realizados estudos no horizonte de curto e médio prazo, abrangendo desde a avaliação de novos requisitos nos sistemas de supervisão e controle, de telecomunicações e de conexão dos RED, incluindo também impactos nos processos de consolidação de carga e planejamento elétrico, até estudos envolvendo o estabelecimento de um novo modelo de operação e relacionamento do ONS com os operadores dos sistemas de distribuição.
4. Sob a ótica do planejamento da operação elétrica e da operação elétrica em tempo real do SIN, o aumento da penetração de MMGD implica em uma série benefícios e desafios, apresentados nesse documento, que precisarão ser tratados pelo Setor Elétrico Brasileiro.

5. Atualmente, a potência instalada de MMGD está próxima a 9.320 MW, sendo, aproximadamente, 98% desta capacidade em fonte de energia solar fotovoltaica. Apesar de parte desta geração ser por autoconsumo remoto ou energia compartilhada, é importante ressaltar que um valor de 7.200 MW em potência instalada, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de 14 de fevereiro de 2022, são provenientes exclusivamente de geração fotovoltaica na própria unidade consumidora. Esses equipamentos são diretamente integrados à unidade consumidora, fazendo com que possa funcionar como um gerador local suprimindo a necessidade de consumo e exportando a energia excedente para a rede de distribuição.

6. Dado que as atividades ligadas ao comércio e à indústria tendem a consumir mais energia durante o horário comercial, adicionado ao fato de que em meses de verão o consumo de ar-condicionado se intensifica, deslocando a carga máxima para o período da tarde em dias úteis, a MMGD proveniente de energia fotovoltaica vem contribuindo para a redução da ponta diurna nos últimos anos.

7. Com a atual potência instalada de MMGD no SIN, em janeiro de 2022, verificou-se uma capacidade máxima de geração MMGD de 5.400 MW no horário de 11h a 12h, com uma energia média de 1.650 MW no mês. De modo a ilustrar o impacto destas informações na carga do SIN, a Figura 1 apresenta a curva de carga do dia de demanda máxima do mês de dezembro de 2021 com a adição da geração MMGD fotovoltaica máxima estimada para o dia.

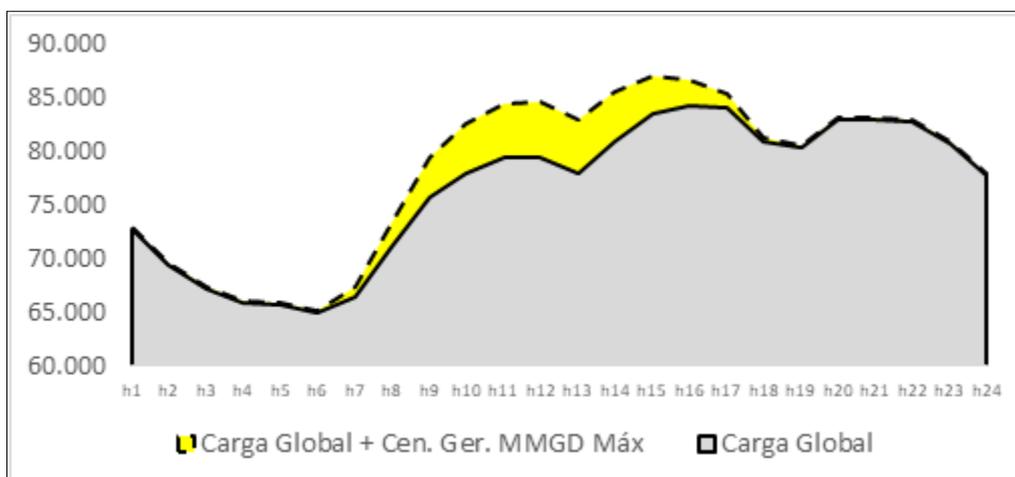


Figura 1 - Estimativa do Impacto da MMGD na Carga Global do SIN (MW) - dezembro/2021 (Fonte: ONS)

8. Nota-se pela Figura 1 o evidente impacto da MMGD na carga do SIN, assim como na alteração que esta proporciona ao perfil da carga global. Essa alteração do perfil pode ser observada de forma mais evidente por meio da Figura 2, que apresenta os perfis em p.u. da média para o dia de demanda máxima do mês de dezembro desde o ano de 2019. Percebe-se que a carga entre 7h e 18h aparenta ter diminuído nos últimos 2 anos. Na prática, o que ocorreu foi o aumento da MMGD, que reduziu a carga observada.

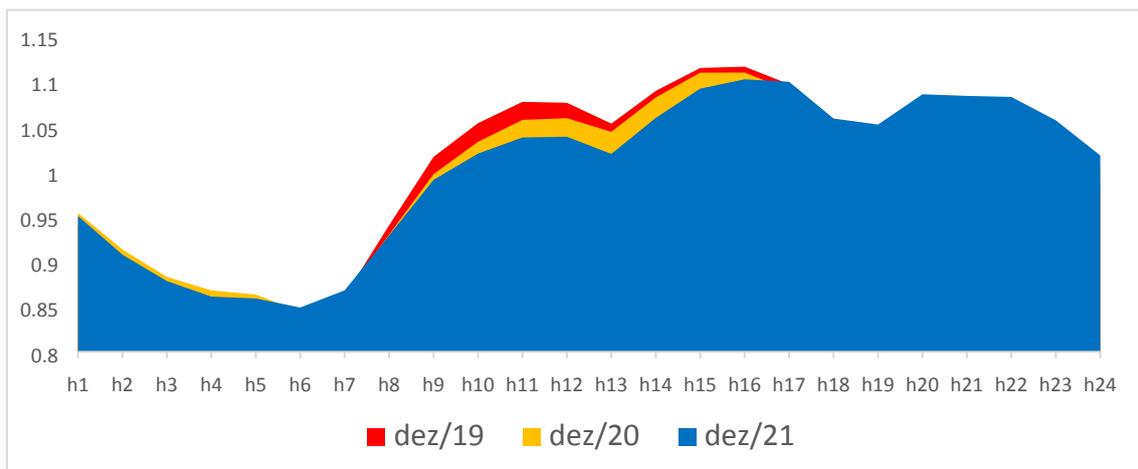


Figura 2 - Comparação dos Perfis de Carga Global do mês de dezembro para os anos de 2019, 2020 e 2021 (em p.u. da média) (Fonte: ONS)

9. De modo a prognosticar o mês de dezembro de 2022, faz-se a previsão de geração baseada na sazonalidade de inserção de novas instalações para o mês. Com a capacidade instalada total prevista de 12.548 MW, a Figura 3 apresenta a alteração estimada do perfil em relação à curva de demanda máxima de 2021.

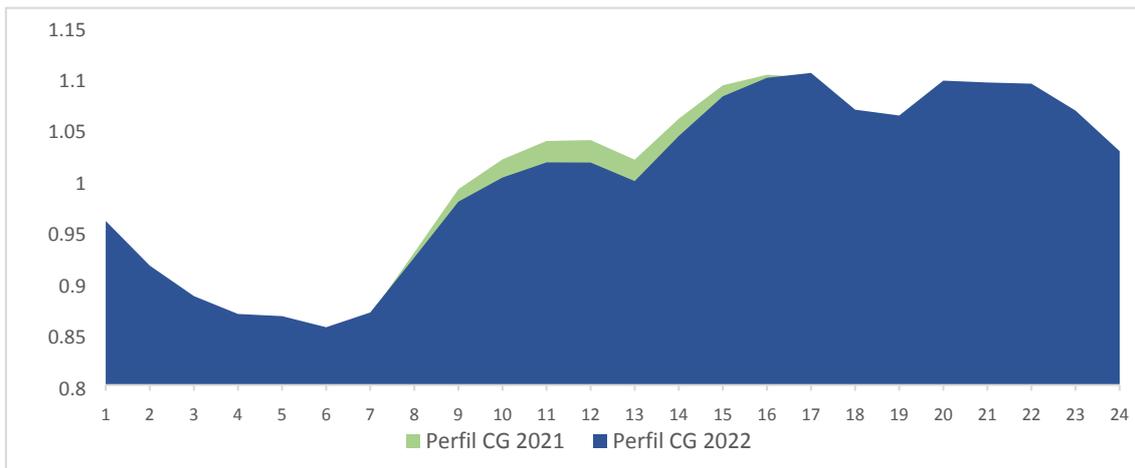


Figura 3 - Comparação dos Perfis de Carga Global (CG) do Mês de Dezembro para os anos de 2021 e 2022 (em p.u. da média)
(Fonte: ONS)

10. Apesar das vantagens de MMGD, a falta de informação sobre a mesma, por exemplo, medição de geração, pode trazer alguns pontos de atenção, tais como:

- i. A MMGD solar fotovoltaica não responde diretamente à temperatura, variável que alimenta os modelos de previsão, os impedindo de estimar a redução que esta pode ocasionar na carga.
- ii. As estimativas dependem de uma série histórica de MMGD fotovoltaica. Como não há hoje a obrigatoriedade de disponibilização destas informações pelas unidades consumidoras-produtoras, a estimativa seria efetuada sem embasamento em dados verificados, podendo ocasionar expressiva diferença em relação à real geração.
- iii. Perda de informação do consumo das unidades consumidoras/produtoras que tem seus hábitos modificados ao gerar sua própria energia.
- iv. A MMGD fotovoltaica não é contabilizada na geração, assim suas oscilações impactam principalmente na operação em tempo real, bem como na cadeia de planejamento eletroenergético.

11. Neste sentido, o ONS entende que um ponto de fundamental importância a ser contemplado nas diretrizes a serem emitidas pelo CNPE é o estabelecimento de uma obrigatoriedade para que os dados de geração verificada da MMGD sejam disponibilizados à distribuidora e, conseqüentemente, ao ONS, em periodicidade, no mínimo, horária.

12. No que se refere aos impactos no sistema de transmissão, cumpre destacar os seguintes pontos:

- a. Desconexões em cascata de recursos energéticos distribuídos (RED), após contingências na rede de transmissão, podem causar/amplificar grandes blecautes no SIN, conforme apontado pelo ONS na carta referenciada em [2], destinada à ANEEL, com cópia ao MME e EPE. Com isso, é imprescindível a atualização da regulamentação vigente, como o PRODIST, e normas da ABNT, do INMETRO e das distribuidoras, para exigir características de suportabilidade/imunidade para tais dispositivos e evitar que tal fenômeno aconteça no SIN, assim como já aconteceu em outros sistemas elétricos ao redor do mundo. Algumas ações nessa linha estão em curso, contudo, grande parte da capacidade instalada atual da MMGD não possui requisitos de suportabilidade adequados, o que pode impactar de forma negativa a segurança elétrica do SIN, o que poderá ser mitigado caso esse montante seja atualizado a partir das atualizações das normas da ABNT e INMETRO.
- b. O aumento da penetração de MMGD exigirá que o ONS programe uma reserva de potência operativa girante do SIN, para fazer frente às necessidades de preparar o sistema para uma rampa acentuada de geração no final do dia (devido à redução da geração injetada proveniente da MMGD solar). Da mesma forma, o planejamento da expansão deverá buscar soluções para enfrentar esses desafios, uma vez que podem ser necessárias soluções adicionais de geração ou potência no SIN para compensar o efeito de redução de potência da MMGD solar no final do dia.
- c. O aumento da penetração de geração distribuída (GD), sobretudo da MMGD solar, diminui a inércia equivalente do SIN, ao desligar usinas síncronas convencionais em determinados períodos do dia. Esse efeito pode reduzir as margens de estabilidade do SIN em cenários de moderada/elevada penetração de GD, o que pode implicar em uma consequente redução dos limites de intercâmbio entre as regiões, isso poderá levar a desotimização dos recursos energéticos. No futuro, os limites de transferência de potência no SIN podem ser menores durante o dia (alta geração de MMGD solar) em relação aos limites praticados durante a noite. Esses efeitos podem ser minimizados com a exigência de características técnicas adequadas, em função da penetração de MMGD no SIN, principalmente com a garantia de atendimento pleno a requisitos de suportabilidade a subfrequência, suportabilidade a taxas de variação de frequência, suportabilidade a variações angulares, contribuição em condições de sobrefrequência e possibilidade de contribuir em condições de subfrequência (margem de geração disponível) em ocasiões particulares.

- d. O aumento da penetração de GD, sobretudo da MMGD solar, diminui os níveis de curto-circuito do sistema, ao substituir parte da geração convencional por geração conectada via inversores. Esse efeito diminui a resiliência do sistema durante contingências na rede de transmissão e ainda pode levar a problemas de coordenação de proteção. Os efeitos negativos podem ser minimizados com a exigência de requisitos técnicos adequados para a MMGD, principalmente garantia de atendimento a requisitos de LVRT (*Low Voltage Ride-Through*) e HVRT (*High Voltage Ride-Through*), controle *Volt-Var* e controle *Volt-Watt*. Cumpre ressaltar que estes controles supracitados auxiliam a mitigar fenômenos de *Fault-Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR), os quais podem degradar significativamente o comportamento da tensão tanto nas redes de distribuição, quanto nas redes de transmissão. Em contrapartida, a utilização de recursos de controle de tensão por parte dos inversores de MMGD pode implicar em benefícios para a operação e expansão das redes de distribuição.
- e. A alta penetração de MMGD, principalmente a solar fotovoltaica, durante finais de semana ou em feriados, quando a carga do SIN atinge patamares mínimos, pode resultar em sobretensões no sistema de transmissão. Isto impacta na operação em tempo real do sistema, uma vez que os recursos tradicionais para controle de sobretensões podem não ser suficientes, demandando recursos adicionais. Assim, em um primeiro momento, este efeito impacta a operação em tempo real do SIN, com o aumento da quantidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão, com consequentes desgastes em equipamentos de manobra. Em um segundo momento, este efeito pode impactar o planejamento da expansão, que precisará recomendar soluções adicionais para fazer frente ao crescimento da penetração da MMGD. Futuramente pode ser avaliado o estabelecimento de um serviço ancilar com a participação desses ativos contribuindo para o controle de tensão.

13. Além do exposto, é importante destacar que não é possível fazer uma análise de custos e benefícios de MMGD para o SIN, do ponto de vista da operação e segurança elétrica do SIN, sem abordar quais requisitos técnicos e atributos que tais dispositivos oferecem ao sistema.

14. Atualmente, o comportamento da MMGD instalada no Brasil, o qual é regido, sobretudo, pelas normas ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR 62216 e pela Portaria INMETRO nº4 de 2011, é precário do ponto de vista de sistema de transmissão, fornecendo pouco suporte para auxiliar a operação do SIN. Isso ocorreu porque, na versão vigente de tais normas, definidas no início da década passada, a penetração de MMGD era significativamente baixa, ou quase nula, portanto, estas normas se destinaram, principalmente, a definir recomendações técnicas para a integração segura de MMGD, mas com o foco em requisitos e impactos apenas a níveis de sistemas de distribuição.
15. Contudo, o cenário posto mudou, e o aumento significativo da penetração de MMGD no SIN demanda atualizações nos requisitos técnicos de conexão destes dispositivos, e o estabelecimento de novos procedimentos operacionais, pois passa a impactar a operação do SIN. A evolução de normas associadas à integração de RED foi observada em vários outros países. Nesta linha, cabe destacar as seguintes normas:
- i. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE 1547 de 2018);*
 - ii. *Engineering Recommendation G98 - Energy Networks Association - Issue 1 Amendment 4 June 2019 Requirements for the connection of Fully Type Tested Micro-generators (up to and including 16 A per phase) in parallel with public Low Voltage Distribution Networks on or after 27 April 2019;*
 - iii. *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including Type B – EVS-EM 50549-1:2019, de 2019; e*
 - iv. *Grid Connection of Energy systems via inverters – AS/NZS 4777.2:2020, de 2020.*
16. No cenário atual, diante dos requisitos de conexão tradicionalmente exigidos e praticados no Brasil, que se traduzem na forma como tais dispositivos vão se comportar durante condição normal de operação e durante eventos transitórios no SIN, pode-se afirmar que o deslocamento de usinas convencionais pela MMGD diminui a segurança elétrica do SIN. Contudo, é prudente salientar que as normas da ABNT supracitadas estão passando por um processo de revisão, tal como os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica da Portaria INMETRO nº4 de 2011, a qual está sob revisão a partir da Consulta Pública INMETRO Nº16/2021. Após a publicação

completa de tais documentos e atendimento integral por parte dos fornecedores, muitos pontos serão melhorados, minimizando impactos adversos à operação do SIN, mas não os mitigando completamente. Cabe ressaltar, no entanto, que os empreendimentos de MMGD solar fotovoltaica que serão integrados ao SIN em 2022, e em parte de 2023 e de 2024, ainda não estarão plenamente em conformidade com os novos requisitos do INMETRO.

17. Em síntese, do ponto de vista elétrico, podemos classificar, de forma didática e conceitual, três grandes “gerações tecnológicas” dos inversores que compõem a MMGD fotovoltaica, as quais podem impactar o SIN de diferentes maneiras:

- i. **Geração 01:** Consiste na geração atual de MMGD, cujos requisitos técnicos de conexão são ultrapassados e adequados somente para cenários de baixa penetração de RED em sistemas elétricos. Essa classe já possui uma capacidade instalada elevada e ainda vai aumentar nos próximos anos, antes de atingirmos a “Geração 02”.
- ii. **Geração 02:** Consiste em MMGD cujos inversores de conexão atenderão à nova Portaria do INMETRO, a ser publicada ainda em 2022, e às novas versões das normas da ABNT. Essa geração pode ser considerada uma transição, onde ainda não são explorados integralmente todos os recursos disponíveis nos inversores, por questões regulatórias, contudo, os requisitos de conexão são mais robustos que os requisitos empregados na “Geração 01”.
- iii. **Geração 03:** Consiste na classe de inversores da MMGD com atendimento completo a requisitos técnicos mais sofisticados e robustos e na possibilidade da utilização plena dos recursos disponíveis nos inversores, tais como: controle dinâmico do perfil de tensão, fluxo de dados disponíveis em um futuro relacionamento TSO/DSO/agregadores, controlabilidade por solicitação do ONS/DSOs, etc.

18. Para concluir, a valoração dos custos e dos benefícios da MMGD, do ponto de vista da operação e segurança elétrica do SIN, depende sobremaneira dos requisitos técnicos que os inversores atendem, dos recursos disponíveis para serem utilizados e da regulamentação vigente. À medida que novos recursos tecnológicos são exigidos e são viabilizados para a operação, os custos podem ser reduzidos e os benefícios podem ser mais bem explorados, entretanto, destaca-se que este ainda não é o cenário atual da MMGD no SIN.

19. Do ponto de vista da consolidação da previsão de carga, é necessário que as diretrizes a serem emitidas pelo CNPE contemplem a obrigatoriedade do envio de dados de geração à distribuidora e ao ONS, em periodicidade, no mínimo, horária. Os detalhes de como isso

deverá ser feito podem ser definidos posteriormente em Consulta Pública e Resolução Normativa específica da ANEEL.

20. Em vista disso, verifica-se que a valoração dos custos e benefícios associados a esse tipo de geração devem incluir, além do impacto nos processos atuais do ONS mencionados anteriormente, também os estudos necessários para a operação do sistema com o potencial aumento dessa geração, e a adaptação do operador como resultado desses estudos, principalmente durante o período de transição das regras vigentes estabelecidas pela Lei nº 14.300/2022.

21. Ficamos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

Luiz Carlos Ciocchi
Diretor Geral

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/DABF-D80C-FA75-F060> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: DABF-D80C-FA75-F060



Hash do Documento

10E93B6C7E58FEA5791B6A266A5319F9E4616EB8A8A61A604D8426BDF4A37BEF

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 15/02/2022 é(são) :

Luiz Carlos Ciocchi - 374.232.237-00 em 15/02/2022 21:16 UTC-
03:00

Tipo: Certificado Digital

