

Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL

Em 14 de junho de 2022.

Processos nº 48500.004924/2010-51 e nº 48500.004937/2020-00¹.

Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar proposta, para ser submetida à Consulta Pública, referente à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, atualmente estabelecidos pela Resolução Normativa – REN nº 482/2012, REN nº 1.000/2021 e pela Seção 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Trata-se de adequações às disposições estabelecidas na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022², e no art. 1º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021³.

2. O assunto tem relação com a Atividade nº 5 da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2022-2023 e com o tema tratado na Consulta Pública nº 025/2019, cujos resultados, no que couber, estão consolidados nesta proposta.

II. DOS FATOS

3. A REN nº 482, de 17 de abril de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, aplicável a unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída - MMGD. As

¹ Consulta processual disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico/consulta-processual.

² http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm.

³ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

48554.001320/2022-00

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 2 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

regras estabelecidas na ocasião permitiam a compensação da energia gerada por pequenas centrais de geração instaladas em unidades consumidoras, localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão ou permissão.

4. Por meio da REN nº 687, de 24 de novembro de 2015, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a alteração do limite da potência instalada de minigeração, de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas), e de microgeração, de 100 kW para 75 kW, e a criação de novas modalidades – empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

5. Nesse processo de revisão da norma em 2015, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, sendo questionado se o Sistema de Compensação deveria ser aplicado de maneira que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Contudo, conforme voto do Diretor Relator na ocasião⁴, foi mantido o modelo originalmente estabelecido para a compensação e a Diretoria determinou uma nova revisão da Resolução, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019.

6. A REN nº 786, de 17 de outubro de 2017, elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

7. A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019⁵ estabeleceu a Atividade nº 50 com vistas a aprimorar a REN nº 482/2012, cuja conclusão estava prevista para o 2º semestre de 2019. O tema foi mantido na Agenda Regulatória para o biênio 2019-2020⁶ (Atividade nº 2), com prazo para deliberação pela Diretoria da ANEEL alterado para o 1º semestre de 2020, e posteriormente na Agenda Regulatória para o biênio 2020-2021⁷ (Atividade nº 2), quando teve o prazo para deliberação pela Diretoria prorrogado para o 1º semestre de 2021. Atualmente, o tema consta da atividade 5 da Agenda Regulatória para o biênio 2022-2023⁸, com o prazo para deliberação previsto para o 2º semestre de 2022.

⁴ Conforme item 33 do documento disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

⁵ Aprovada pela Portaria nº 4.821/2017, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁶ Aprovada pela Portaria nº 5.571/2019, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁷ Aprovada pela Portaria nº 6.171/2019 e revisada pela Portaria nº 6.421/2020, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁸ Aprovada pela Portaria nº 6.705/2021, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 3 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

8. Em 30 de maio de 2018, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 10/2018⁹, com período para envio de contribuições até 17 de julho de 2018, por intercâmbio documental.

9. Nos dias 20 e 21 de junho de 2018 foi realizado o Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída, com o objetivo de ampliar a participação pública no processo decisório.

10. Em 23 de janeiro de 2019, foi instaurada a Audiência Pública – AP nº 01/2019¹⁰, com período para envio de contribuições até 9 de maio de 2019, por intercâmbio documental com sessões presenciais realizadas em Brasília/DF, São Paulo/SP e Fortaleza/CE, além da realização de um Webinar.

11. Em 17 de outubro de 2019, foi instaurada a CP nº 25/2019¹¹, com período para envio de contribuições até 30 de novembro de 2019, prazo posteriormente prorrogado para 30 de dezembro de 2019¹², por intercâmbio documental.

12. Em 07 de novembro de 2019, foi realizada a reunião presencial da AP nº 40/2019, em Brasília/DF.

13. Em 23 de março de 2020, o Processo nº 48500.004924/2010-51 foi redistribuído ao Diretor Efrain Pereira da Cruz, para continuidade da instrução relacionada ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

14. Em 28 de dezembro de 2020, foi publicada a Resolução nº 15/2020 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabelecendo as diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas para microgeração e minigeração distribuída no país.

15. Em 30 de março de 2021, foi emitida a Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL¹³, que apresentou a análise das contribuições da CP nº 25/2019, com proposta de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

16. Em 1º de março de 2021, foi publicada a Lei nº 14.120, que alterou o art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dentre as alterações, foi incluído o inciso VI, que define que as distribuidoras

⁹ Aviso de abertura da Consulta Pública nº 10/2018, publicado no D.O.U de 30/05/2018, Seção 3. Todos os processos de participação pública podem ser acompanhados em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social>.

¹⁰ Aviso de abertura da Audiência Pública nº 01/2019, publicado no D.O.U de 23/01/2019, Seção 3.

¹¹ Aviso de abertura da Consulta Pública nº 25/2019, publicado no D.O.U de 17/10/2019, Seção 3. A CP nº 25/2019 representou a 2ª fase da AP nº 01/2019, após alteração da nomenclatura dos instrumentos de participação pública, promovida pela ANEEL para se adequar à nomenclatura utilizada na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 (Lei das Agências).

¹² Aviso de prorrogação da Consulta Pública nº 25/2019, publicado no D.O.U de 20/11/2019, Seção 3.

¹³ Documento SIC nº 48554.000600/2021-00.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 4 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

poderão aplicar recursos de eficiência energética para instalar sistemas de geração de energia renovável em edificações utilizadas pela administração pública.

17. Outra alteração promovida pela Lei nº 14.120/2021 foi a inclusão do § 3º no art. 1º da Lei nº 9.991/2000, que estabelece que a energia gerada pelo sistema renovável a que se refere o inciso VI deve ser destinada ao atendimento das necessidades do órgão da administração pública instalado na edificação e que eventual excedente de energia elétrica gerado deve ser utilizado para fim de abastecimento, sem ônus, de unidade consumidora da subclasse residencial baixa renda.

18. Em 1º de julho de 2021, no âmbito do Processo 48500.003956/2021-91, foi publicada a Nota Técnica nº 0084/2021-SRD/SPE/ANEEL¹⁴, contendo proposta de regulamentação do art. 1º da Lei nº 14.120/2021 quanto à utilização dos excedentes de energia renovável gerada em edificações utilizadas pela administração pública. Em 16 de agosto de 2021, o processo foi distribuído para o Diretor Efrain Cruz, mesmo relator da proposta de revisão ora em análise, objeto do Processo 48500.004924/2010-51.

19. Em 7 de dezembro de 2021, foram aprovadas as Resoluções Normativas nº 956/2021 (Procedimentos de Distribuição - PRODIST) e nº 1.000/2021 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição), que consolidaram as disposições relacionadas ao serviço de distribuição.

20. Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a qual instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), além de outras providências. Conforme o art. 30 da Lei, a ANEEL tem 180 dias para adequar sua regulamentação.

III. DA ANÁLISE

21. Os estudos para atualização das normas relacionadas à micro e minigeração distribuída vêm sendo realizados desde 2018, uma vez que a REN nº 482/2012 previa revisão das regras em 2019. Entretanto, a deliberação do tema pela ANEEL ainda não ocorreu e, em paralelo, o tema vinha sendo objeto de discussões no âmbito do Congresso Nacional.

22. Tais discussões resultaram na publicação da Lei nº 14.300/2022, que trouxe diversos comandos sobre o SCEE e microgeradores e minigeradores distribuídos, além de outros temas. Nessa linha, a instrução técnica anterior, materializada na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, precisa ser revista de modo a abarcar os novos comandos legais.

23. Além disso, o art. 30 da referida Lei estabeleceu um prazo de 180 dias, contados de sua publicação, para a ANEEL adequar seus regulamentos. Com isso, é preciso refazer uma proposta normativa, agora considerando a atualização legislativa, conforme o prazo da Lei. Ainda que as discussões relacionadas ao tema já tenham sido objeto de diversos processos de participação pública e já estejam

¹⁴ Documento 48554.001098/2021-00, decorrente de determinação no âmbito do Processo nº 48500.004937/2020-00.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

maduras, e ainda que a Lei seja bem detalhada, sugere-se a realização de mais uma etapa de participação pública, contemplando tanto o mérito quanto o texto do regulamento em discussão.

24. Adicionalmente, convém destacar que o escopo do presente processo se limita às normas atinentes ao SCEE e aos microgeradores e minigeradores distribuídos, o que não se confunde, necessariamente, com regulamentar todo o conteúdo da Lei nº 14.300/2022. Ou seja, a Lei traz, além de disposições relacionadas com o escopo do presente processo, comandos acerca de outros temas, que serão oportunamente tratados pela ANEEL.

25. Logo, dentre os temas da Lei nº 14.300/2022, o presente processo tratará essencialmente das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), assuntos atualmente regulamentados na Resolução Normativa – REN nº 482/2012, cujo processo de revisão foi objeto da CP nº 25/2019.

26. De forma similar, o art. 1º da Lei 14.120/2021 trouxe inovações sobre a destinação de excedentes de energia renovável gerada em edificações pertencentes à administração pública a consumidores de baixa renda, as quais devem ser inseridas no SCEE.

27. Nessa linha, as propostas para a regulamentação do tema estão colocadas a seguir.

III.1. Conceito de geração despachável (inciso IX do art. 1º da Lei 14.300/2022)

28. Uma central geradora é considerada despachável quando seu combustível, originário de fontes primárias (energia hidráulica, solar, eólica, biomassa etc.) ou secundárias (eletricidade, biogás etc.), pode ser armazenado para a produção de energia em determinados momentos, seja por solicitação do operador da rede (ONS ou distribuidora), ou por razões comerciais.

29. O inciso IX do art. 1º da Lei trouxe o conceito de fontes despacháveis, que lido em conjunto com a conceituação de minigeração distribuída, objeto do inciso XIII, permite a definição das fontes energéticas despacháveis e respectivos limites de potência associados, para fins exclusivos da Lei. Transcrevem-se a seguir os referidos incisos:

“Art. 1º

X - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 6 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

.....

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;"

30. Dessa forma, para fins de aplicação do SCEE, as fontes despacháveis estão restritas às fontes hídrica, biomassa, biogás, solar fotovoltaica e centrais com cogeração qualificada, definidas em regulação específica da ANEEL.

31. Para o caso da fonte solar fotovoltaica, que tem a natureza intermitente, deve-se associá-la a um sistema de baterias com capacidade mínima de armazenamento igual a 20% da capacidade de geração mensal da central geradora. Assim, seguindo o conceito trazido pela Lei, será possível incluir a fonte solar no rol de fontes despacháveis. No item III.8 desta Nota Técnica está descrita a proposta de cálculo da capacidade dos sistemas de armazenamento para fins de enquadramento como micro e minigeração distribuída e como fonte despachável.

32. Com relação aos limites de potência instalada para o enquadramento como minigeração distribuída, as centrais geradoras despacháveis podem ter até 5 MW, exceto a fonte solar com baterias, cujo limite foi fixado em 3 MW, que é o mesmo limite para fontes não despacháveis (todas aquelas não citadas no inciso X do art. 1º da Lei).

33. Contudo, conforme disposto no parágrafo único do art. 1º e caput do art. 26 da Lei, esses novos limites de potência instalada não afetam as centrais geradoras existentes na data de publicação da Lei nº 14.300/2022 e aquelas que protocolarem a solicitação de orçamento de conexão à distribuidora em até 12 meses após a publicação da Lei. Assim, para esses casos, permanece o limite de 5 MW até 31 de dezembro de 2045.

III.2. Formas de associação para geração compartilhada (inciso X do art. 1º da Lei nº 14300/2022)

34. Desde 2015, quando houve a inclusão da modalidade geração compartilhada na REN nº 482/2012, existem questionamentos relativos às formas de associações permitidas pela norma - consórcios e cooperativas, originalmente.

35. A Lei nº 14.300/2022 estabeleceu na definição da modalidade de geração compartilhada as formas de associações permitidas, possibilitando, além dos consórcios e cooperativas, o condomínio civil voluntário ou edilício, ou qualquer outra forma de associação civil, desde que instituída para esse fim. Nesse contexto, a Lei ampliou o escopo das formas de associações que podem participar da modalidade de geração compartilhada.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 7 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

36. A geração distribuída no âmbito do SCEE se caracteriza por não envolver comercialização de energia (salvo pela possibilidade prevista no art. 24 da Lei nº 14.300/2022), uma vez que existe vedação legal para compra de energia por consumidores não enquadrados nos art. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995. Assim, as formas associativas da Lei nº 14.300/2022 devem ser estabelecidas mantendo a vedação a qualquer mecanismo de comercialização de energia (via o uso de excedentes ou créditos de energia) entre seus usuários, ainda que por meios implícitos. Por essa razão, sugere-se a inclusão dessa vedação de forma expressa na norma. A comercialização de excedentes ou créditos de energia, em desacordo com as Leis nº 9.074/1995 e nº 14.300/2022, implica no recebimento de subsídios tarifários de forma imprópria, o que enseja a devolução dos valores indevidamente recebidos, conforme proposto no item III.19 desta Nota Técnica.

37. Além disso, é importante destacar a necessidade de que a associação participante da modalidade de geração compartilhada deve possuir um CNPJ, tendo em vista que esse CNPJ será o consumidor titular da unidade consumidora com geração distribuída. O inciso VII do Art. 2º da REN nº 1.000/2021 define o consumidor como *“pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes desta prestação à sua unidade consumidora”*. Desse modo, é fundamental que os tipos de associação definidos respeitem os critérios estabelecidos nas respectivas legislações vigentes para participar da modalidade de geração compartilhada.

III.3. Vedação à divisão de central geradora (§2º do art. 11 da Lei nº 14.300/2022)

38. Na regra vigente referente à vedação à divisão de central geradora, disposta no Art. 4º-A da REN nº 482/2012, é responsabilidade das distribuidoras identificar os casos de divisão que resultam em alteração do enquadramento como micro ou minigeração e que, portanto, são vedados pela norma. Uma vez identificados esses casos, a distribuidora deve negar sua participação no Sistema de Compensação.

39. No Relatório de Análise das Contribuições anexo à Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL¹⁵, de 30/03/2021, que apresentou a exame das contribuições da CP nº 25/2020 e apresentou proposta de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, manifestou-se entendimento de que a regra atual não apresenta um procedimento objetivo para caracterizar os casos de divisão vedados. Em função disso, propôs-se a inclusão de uma limitação de 5 MW por subestação de distribuição para a somatória da potência de centrais de micro e minigeração distribuída de um mesmo titular, Pessoa Física ou Jurídica, ou titulares pertencentes a um mesmo grupo econômico. Destaca-se que na proposta das áreas técnicas, 5 MW era o limite de potência de centrais minigeradoras distribuídas vigente naquela ocasião.

40. Adicionalmente, manteve-se a possibilidade de a distribuidora identificar casos de divisão de central geradora com base em outros critérios, considerando as especificidades de cada caso. Portanto, a inclusão de uma condição objetiva para coibir a prática de divisão se soma à responsabilidade de a

¹⁵ Documento SIC nº 48554.000600/2021-00.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

distribuidora identificar a divisão com base em características específicas do caso concreto, podendo, inclusive, solicitar informações adicionais à unidade consumidora para esse fim.

41. Na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL e seus anexos também foi proposto que, nos casos de descumprimento da vedação à divisão, a distribuidora deve interromper a aplicação do Sistema de Compensação e refaturar a unidade consumidora desconsiderando a energia injetada pela central geradora desde o início da irregularidade. Além disso, manteve-se a obrigação de a distribuidora negar a adesão ao Sistema de Compensação para os casos de caracterização de divisão de sistemas ainda não conectados.

42. Quanto a esse tema, o § 2º do Art. 11 da Lei nº 14.300/2022 estabelece que *“É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída.”*, texto que é similar ao comando da REN nº 482/2012 e que foi objeto de melhorias na proposta apresentada na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL e seus anexos.

43. Em relação ao limite de potência instalada de um mesmo titular ou grupo econômico em uma mesma subestação da distribuidora, proposto no fechamento da CP 25/2019, optou-se por retirá-lo da atual proposta de norma, diante da incerteza quanto à efetividade desse parâmetro técnico na mitigação de divisões vedadas pela norma. De todo modo, incentivam-se contribuições no sentido de se definirem critérios mais objetivos na caracterização da divisão, ainda que não sejam os únicos critérios a serem considerados pela distribuidora em sua avaliação.

44. Adicionalmente, outros dispositivos da Lei nº 14.300/2022 tratam de condições mais vantajosas aplicáveis a centrais geradoras de menor porte. Merece destaque, por exemplo, o disposto no Art. 4º, que obriga a apresentação de garantia de fiel cumprimento no valor de 2,5% e de 5% do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW e 1.000 kW, respectivamente. Nesse caso, a divisão de centrais geradoras em unidades de menor porte poderia ser utilizada para evitar ou reduzir o aporte dos montantes referentes à garantia de fiel cumprimento, razão pela qual sugere-se que essa forma de divisão seja expressamente vedada na norma.

45. Além dessa questão, deve-se evitar divisões que visem, como principal resultado, auferir ganhos financeiros ao acessante. Isso representaria o desvirtuamento dos benefícios instituídos para centrais geradoras de menor porte trazidos pela Lei nº 14.300/2022, às custas dos demais usuários que suportarão os custos e subsídios. Nesse contexto, propõe-se coibir a divisão de centrais geradoras em unidades de menor porte com o objetivo de auferir quaisquer condições mais vantajosas aplicáveis apenas às unidades de menor porte.

46. Ressalta-se que o empreendedor é livre para fazer divisões conforme suas necessidades, entretanto, tais divisões não podem resultar no auferimento de subsídios (suportados pelos demais) que foram constituídos para usinas de menor porte. Deve-se manter o princípio de atribuir o subsídio

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 9 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

exclusivamente àqueles eleitos pela Lei para usufruí-lo, afastando subterfúgios que visem acessá-los de forma indevida.

47. Por fim, o procedimento a ser adotado pelas distribuidoras nos casos de caracterização da divisão, que envolve a negativa de adesão ao Sistema de Compensação ou a interrupção da sua aplicação e o refaturamento da unidade consumidora, deve passar a ser aplicável a outros casos de descumprimento dos comandos regulatórios, conforme mostrado no item III.19 desta Nota Técnica.

III.4. Solicitação de Conexão e Responsabilidades Financeiras (Capítulos II e III de Lei 14.300/2022)

48. As Resoluções Normativas nº 956/2021 (PRODIST) e nº 1.000/2021 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica), ambas de 7 de dezembro de 2021, consolidaram as disposições relacionadas à conexão ao sistema de distribuição. Os prazos e etapas de conexão foram simplificados, buscando reduzir a necessidade de interação com a distribuidora local.

49. Na referida consolidação também foi realizada uma ampla revisão da linguagem e da terminologia utilizada. A terminologia “Informação de Acesso” foi substituída por “Orçamento Estimado”, o “Parecer de Acesso” por “Orçamento de Conexão”. Já os termos como “solicitação de acesso” ou “solicitação de conexão”, dispostos na Lei, foram padronizados como “solicitação de orçamento de conexão”. Tudo isso com fundamento na terminologia presente no Código de Defesa do Consumidor - CDC (art. 39, VI e art. 40), na Lei nº 14.133/2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos) e no Decreto nº 7.983/2013 (que trata de orçamentos para obras e serviços de engenharia). Assim, as etapas de "consulta/informação de acesso" e "solicitação/parecer de acesso" continuam existentes na regulação vigente, mas com uma nova terminologia, resultado da escolha de termos de utilização mais comuns no Brasil, conforme exigência do art. 11 da Lei Complementar nº 95/1998 e do art. 14, II, do Decreto nº 9.191/2017.

50. Nesse contexto, cabe destacar que a terminologia “solicitação de orçamento de conexão”, escolhida como padrão na proposta ora apresentada, envolve o cumprimento de uma série de requisitos previstos na Seção IX do Capítulo II do Título I da REN nº 1.000/2021. Isso é importante porque a Lei 14.300/2022 confere tratamento diferenciado aos microgeradores e minigeradores, a depender do cumprimento de marcos temporais nela definidos. Assim, para o reconhecimento da tempestividade das ações dos interessados em conexão de MMGD ou ampliação da capacidade instalada, não bastará a simples manifestação da vontade, mas sim que o pedido esteja fundamentado na apresentação completa das informações e da documentação pertinentes, conforme previsto no regulamento.

51. Importante mencionar que a Lei nº 14.300/2022 estabelece em seu art. 2º que o atendimento das solicitações de conexão da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída deve ser realizada de acordo com as disposições regulamentares. Nesse sentido, avalia-se ser necessário que a ANEEL complemente as regras existentes para uniformizar a atuação das distribuidoras na avaliação técnica das solicitações de conexão.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 10 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

52. De fato, o art. 44 da REN 1.000/2021 já prevê que as instalações do consumidor ou dos demais usuários, incluída a micro e minigeração distribuída, não podem provocar distúrbios e/ou danos ao sistema elétrico de distribuição, ou a outras instalações e equipamentos elétricos. O art. 23, §1º, prevê que unidades consumidoras que tenham carga para conexão em baixa tensão, mas que possuam equipamentos que possam prejudicar a qualidade do serviço prestado a outros consumidores e demais usuários, podem ser compulsoriamente conectadas em média tensão. O art. 80 prevê que a aplicação do critério de mínimo custo global pode indicar ponto de conexão diferente do existente para instalações já conectadas, inclusive em nível de tensão distinto. No caso de centrais geradoras, a REN 1.000/2021 também estabelece em seu art. 82, inciso II, que a distribuidora pode informar a impossibilidade do atendimento no ponto de conexão solicitado e a alternativa para a conexão.

53. Tais critérios previstos na REN 1.000/2021 já são amplamente utilizados em conexões de usuários e sugere-se evidenciar que também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos. Com isso, busca-se assegurar, dentre outros, os objetivos previstos no art. 7º do Decreto nº 2.655/1998, de utilização racional dos sistemas e de minimização dos custos de ampliação.

54. Conceitualmente, as conexões de geração distribuída, por estarem junto à carga ou o mais próximo possível da carga, podem trazer benefícios ao sistema, a exemplo da redução das perdas e dos investimentos em linhas de transmissão quando comparadas aos sistemas de geração centralizada. A Lei nº 14.300/2022 manteve esse conceito, ao definir a micro e a minigeração distribuída como sendo a geração conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Ou seja, a lei estabeleceu o princípio de que a microgeração ou a minigeração distribuída diferenciam-se dos demais geradores pelo fato de estarem perto de carga. Com isso, a definição não diz respeito apenas a condições comerciais da energia injetada, mas também à condição especial de o fluxo energético e os impactos da injeção desses geradores limitar-se às redondezas elétricas.

55. Entretanto, quando esse princípio é quebrado e há excesso de geração distribuída em determinado local, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado, podem surgir problemas técnicos como o desbalanceamento de fases, elevação da tensão em regime permanente (ultrapassando os limites adequados estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST), danos aos transformadores devido às constantes mudanças de tapes, alterações no fator de potência, distorções na qualidade de energia, redução da vida útil dos ativos, a inversão do fluxo de potência nos transformadores de distribuição, dentre outros.

56. Tais problemas, se não tratados ou evitados, podem inviabilizar a coordenação e operação do sistema de proteção e a regulação de tensão, e mesmo aumentar as perdas técnicas, tendo grande potencial de causar danos ao sistema elétrico de distribuição ou a outras instalações e equipamentos elétricos. Há também problemas de ordem econômica, uma vez que o excesso de geração enseja investimentos em rede para receber uma geração que, por definição, deveria estar próxima da carga, representando ineficiência alocativa em desacordo com o art. 7º do Decreto nº 2.655/1998 por representar uso não racional dos recursos energéticos.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 11 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

57. Com a REN nº 1.000/2021, todos os estudos, inclusive para conexão de micro e minigeração distribuída, passaram a ser de responsabilidade da distribuidora, conforme parâmetros estabelecidos nos arts. 72 e 73. Feitos os estudos após o recebimento do pedido de conexão e, na ocorrência de problemas relacionados à presença da geração distribuída, a distribuidora deve, conforme minuta proposta, oferecer ao consumidor pelo menos uma das seguintes alternativas:

- a) conexão em nível de tensão diferente do previsto no inciso I do **caput** do art. 23, apresentando quais seriam as alternativas;
- b) limitação da injeção de energia, informando o máximo admissível que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato;
- c) limitação ou interrupção da injeção de energia em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica, informando o que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato e no acordo operativo, exclusivamente no caso de minigeração distribuída;
- d) alteração do ponto de conexão, apresentando qual seria a alternativa para a conexão, exclusivamente no caso de minigeração distribuída nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada; ou
- e) uso de funcionalidades nos dispositivos de interface com a rede que garantam que os impactos decorrentes da geração não acarretem os problemas mencionados.

58. Importante ressaltar que as alternativas de “c” e “d” acima expostas serão aplicadas exclusivamente para minigeração distribuída.

59. Trata-se de uma metodologia, ainda que simplificada, baseada no conceito de “*hosting capacity*” ou capacidade de hospedagem, ou seja, a avaliação da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser suportada pela rede de distribuição sem prejudicar o sistema e o atendimento aos demais usuários. Esse tratamento presente na minuta, relacionado ao “*hosting capacity*”, deve ser aprimorado no futuro¹⁶, na medida em que se ampliar a participação e a penetração da microgeração e minigeração distribuída.

60. Observa-se que em alguns países, a exemplo da Austrália, passou a ser obrigatório o uso de inversores eletrônicos inteligentes¹⁷, que podem ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição. Outra solução presente em países como a Alemanha, Itália e Japão é a própria geração distribuída atuar na regulação da

¹⁶ Tema constante da Tomada de Subsídios 11/2021, questão 25 da Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL.

¹⁷ Os inversores instalados a partir de dezembro de 2021 devem atender aos novos requisitos técnicos estabelecidos na Australian Standard AS 4777.2:2020

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 12 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

tensão, por meio de controle Volt/VAr existente nos inversores. Tais soluções foram contempladas na minuta como opções do consumidor, e também podem ser adotadas no âmbito de sandboxes, de modo a subsidiar a evolução da regulação.

61. Além desse tratamento das questões técnicas relacionadas à conexão de unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída, a proposta contempla o aprimoramento das Resoluções Normativas nº 956/2021 (PRODIST) e nº 1.000/2021, considerando as disposições da Lei nº 14.300/2022, conforme resumo apresentado a seguir:

Tabela 1 – Adequação da REN nº 956/2021 e da REN nº 1.000/2021 às disposições da Lei nº 14.300/2022.

Lei 14.300/2022	Proposta
acesso concomitante de carga e da geração (art. 2º, §2º);	Inclusão do §5º no art. 64 da REN 1.000/2021, para reforçar que a distribuidora deve elaborar um único orçamento de conexão para a conexão de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, contemplando de forma concomitante a conexão da carga e da geração.
necessidade de formulário padrão para a solicitação de conexão (art. 2º, 3º)	Substituição dos formulários padrão do Módulo 3 do PRODIST pelos dois formulários discutidos na proposta final da CP nº 25/2019, sendo: um para o pedido de orçamento estimado (consulta de acesso) e outro para o pedido de orçamento de conexão (solicitação de acesso). Os modelos dos formulários passam a ser aprovados por meio de uma resolução homologatória, e deixam de ser anexos do Módulo 3.
prazo de 30 dias para regularização de problemas ou documentos nos estudos de responsabilidade do consumidor (art. 2º, §4º)	Dispositivo sem necessidade de regulação, considerando que a partir da REN nº 1.000/2021 todos os estudos passaram a ser de responsabilidade da distribuidora, conforme redação do art. 73. Assunto discutido no Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR 3/2021 e constante do processo 48500.005218/2020-06, disponível como resultado da Consulta Pública nº 18/2021, na página da ANEEL na internet. De fato, a Lei não obriga o consumidor a realizar os estudos, mas cria um prazo para regularização se houver estudos de sua responsabilidade, o que não mais existe na regulação vigente.
possibilidade de desistência do pedido de conexão (art. 4º, §6º)	O direito à desistência do processo de conexão no prazo de até 90 dias da emissão do orçamento de conexão sem a execução da garantia de fiel cumprimento gera, para a distribuidora e demais consumidores da concessão, um risco quando houver necessidade de realização de obras para o atendimento da solicitação. Para mitigar esse risco, a proposta contempla a possibilidade de a distribuidora suspender os prazos de execução das obras por esse período de 90 dias, durante esse prazo em que o consumidor pode exercer o seu direito. Isso vale somente para os casos em que tiver sido necessária a apresentação da garantia de fiel cumprimento. Em caso de suspensão, o consumidor deverá ser informado pela distribuidora. Esse aprimoramento será realizado por meio do §7º no art. 89.
pagamento de participação financeira (art. 8º, 1º e 6º)	Para o cálculo da participação financeira a proposta prevê a manutenção das disposições da REN 1.000/2021, em especial dos arts. 98, 106, 109. De forma a facilitar e simplificar o cálculo da proporcionalização da participação financeira, propõe-se ainda um ajuste no art. 108, §1º da REN 1.000/2021, dada a atual

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 13 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

Lei 14.300/2022	Proposta
	dificuldade de se operacionalizar a identificação da reserva de capacidade individualizada dos itens do orçamento, o que se agrava com a conexão da microgeração e minigeração distribuída. A isenção do pagamento da participação financeira criada para microgeração distribuída pelo art. 8º, §6º da Lei 14.300/2022 será realizada pela alteração do parágrafo único do art. 106 da REN 1.000/2021, de forma a retirar a exceção atualmente prevista para a “geração compartilhada”.
custos e critério de mínimo custo global (art. 8º, §1 e 2º)	Dispositivos sem necessidade de regulação, considerando já estarem previstos nos arts. 72, VII, 79 e 98 da REN 1.000/2021.
opção por obras maiores (art. 8º, 3º)	A proposta contempla a inserção do §3º no art. 100 da REN 1.000/2021, pois na redação vigente esse artigo se aplica apenas nos casos de opção da distribuidora por obras maiores, e o art. 8º, §3º da Lei nº 14.300/2022 se refere tanto à opção da distribuidora como do consumidor.
opção por tensão diferente (art. 8º, 7º)	A proposta contempla no novo §3º do art. 100 da REN 1.000/2021 a obrigação de o consumidor arcar com os custos adicionais quando optar por tensão diferente da padronizada, o que está expressamente previsto no art. 8º, §7º da Lei nº 14.300/2022. Também será necessária a alteração do art. 98, §2º da REN 1.000/2021, que atualmente prevê que o consumidor não paga em caso de opção por tensão diferente da padronizada. Assim, em função do comando legal, essa nova regra valerá exclusivamente para a microgeração e minigeração distribuída.

62. A proposta contempla ainda o aprimoramento do Anexo 3 da Resolução Normativa nº 956/2021 (Módulo 3 do PRODIST) e da Resolução Normativa nº 1.000/2021 de acordo com o texto final discutido na CP nº 25/2019, com destaque para os seguintes pontos:

- Inclusão da possibilidade de desistência do orçamento de conexão antes do fim do prazo de validade (art. 83, §7º da REN 1.000/2021);
- Inclusão da possibilidade de conexão da GD em número de fases inferior ao da carga (item 11 do Módulo 3 do PRODIST);
- Nova tabela de requisitos de interface (tabela 1 do Módulo 3 do PRODIST);
- Nova tabela de proteção (tabela 1-A do Módulo 3 do PRODIST);
- Detalhamento de normas para ensaios de inversores/aceitação de conversores eletrônicos de potência (novos itens 12.1 a 12.5 do Módulo 3 do PRODIST).

III.5. Garantia de Fiel Cumprimento (art. 4º da Lei nº 14300/2022)

63. Uma das inovações trazidas pela Lei nº 14.300/2022 foi a criação da obrigação de apresentação de garantia de fiel cumprimento (GFC) por parte dos interessados na conexão de centrais de minigeração, a partir de determinado limite de potência. Tal disposição está prevista no art. 4º, abaixo transcrito na íntegra:

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 14 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

Art. 4º Os interessados em implantar projetos de minigeração distribuída devem apresentar garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes, conforme regulamentação da Aneel:

I - 2,5% (dois e meio por cento) do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts); ou

II - 5% (cinco por cento) do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).

§ 1º Ficam dispensadas da obrigação de que trata o caput deste artigo as centrais de microgeração ou minigeração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras.

§ 2º Os projetos com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) que estejam com parecer de acesso válido na data de publicação desta Lei devem apresentar as garantias de fiel cumprimento na forma deste artigo em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 3º O disposto no § 2º deste artigo não se aplica caso seja celebrado contrato com a distribuidora em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 4º O não cumprimento das disposições constantes dos §§ 2º e 3º deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

§ 5º Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

§ 6º O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada caso a desistência ocorra após 90 (noventa) dias da data de emissão do parecer.

§ 7º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 (trinta) dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição.

§ 8º Regulamentação da Aneel definirá as condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada.

64. O primeiro destaque que se faz é que a Lei exime da obrigação de apresentar garantia de fiel cumprimento os interessados em implantar centrais de microgeração ou de minigeração com até 500 kW de potência instalada, grupo que reúne 99,2% do número total de centrais de microgeração e minigeração instaladas até o momento¹⁸, que representam 91% da potência instalada total. Considerando que ainda foram criadas exceções, verifica-se que se trata de uma obrigação legal imposta a uma parcela pequena dos casos, a qual estará sujeita à regulamentação ora em desenvolvimento.

¹⁸ Segundo dados enviados à ANEEL, até o dia 29/03/2022, haviam sido conectadas 911 mil centrais de MMGD (9,98 GW), das quais somente 658 (0,87GW) tinham potência instalada superior a 500 kW.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 15 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

65. De forma geral, os interessados com obrigação de apresentação da GFC foram separados em dois grupos, de acordo com a potência instalada das centrais e o valor da garantia a ser apresentada: (i) potência instalada superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW, que devem apresentar GFC equivalente à 2,5% do valor do investimento; e (ii) potência instalada igual ou superior a 1.000 kW, que devem apresentar GFC equivalente à 5% do valor do investimento.

66. Considerando que a Lei define que a GFC é devolvida quando da conexão da central geradora, entende-se que se deve levar em consideração a potência instalada ainda pendente de conexão para fins de definição da GFC. No caso de uma central geradora nova, toda a potência da central geradora ainda está por ser conectada e, portanto, deve-se utilizar tal valor para definição da GFC. Já para centrais geradoras existentes, a consideração de potência para fins de GFC está relacionada com o montante a ser expandido da usina, desconsiderando a potência já conectada.

67. Nesse sentido, a título de exemplo, uma usina nova de 600 kW estaria sujeita ao pagamento de GFC no montante de 2,5% do investimento (600 kW em processo de conexão). Por outro lado, uma usina de 600 kW já existente que solicite expansão para 1.000 kW estaria isenta da GFC, haja vista que o montante a conectar (400 kW) seria inferior a 500 kW.

68. Ainda nesse mesmo conceito, a GFC incide sobre o montante em processo de conexão. Ou seja, para usinas novas, calcula-se o percentual estabelecido em Lei sobre toda a usina, enquanto, para as já conectadas, o percentual incide apenas sobre o acréscimo de potência.

69. Já sobre os limites de potência para definição da obrigação de apresentação da GFC, há de se estabelecerem critérios que visem identificar aqueles que, artificialmente, tentem se esquivar da obrigação trazida na Lei. Uma possibilidade seria considerar não apenas o montante em processo de conexão por empreendimento, mas sim toda a potência com conexão pendente em nome de um mesmo titular. Ou seja, a cada solicitação de acesso, a distribuidora deveria apurar toda a potência pendente de conexão em nome do solicitante, devendo exigir GFC caso esse montante ultrapassasse 500 kW (ao invés de considerar apenas a potência do empreendimento objeto da solicitação).

70. Isso dificultaria divisões artificiais de centrais geradoras com o intuito de evitar o pagamento da GFC, assegurando o pleno cumprimento da Lei. Por outro lado, traria mais complexidade ao processo de acesso. Essa alternativa foi a princípio descartada, em prol da simplicidade dos procedimentos de acesso, mas optou-se por trazê-la nesta Nota Técnica, caso haja interessados em apresentar contribuições acerca dessa possibilidade regulatória.

71. Ainda com o intuito de evitar artifícios para afastar o pagamento da GFC por parte dos acessantes, a proposta de regulamentação traz proibição de divisão de centrais geradoras em outras de menor porte com esse fim. Essa é uma ferramenta já amplamente utilizada na regulamentação, nos casos de divisão de central geradora para enquadramento como micro ou minigeração, de modo que se propõe utilizá-la para assegurar o pleno cumprimento do texto trazido na Lei nº 14.300/2022 para fins de pagamento da GFC.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 16 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

72. A proposta de regulamentação também define o momento da apresentação da garantia. Pelo texto legal, a obrigação incide a partir do momento em que o agente se torna “interessado em implantar central de minigeração”. Em termos da regulamentação vigente, tal marco se caracteriza pela apresentação da solicitação de orçamento de conexão, incluindo os casos de aumento da capacidade do ponto de conexão. Portanto, a proposta é que, a partir da vigência da norma, a apresentação da GFC seja condição necessária para solicitar conexão ou aumento de carga, e sua ausência impedira o protocolo da solicitação de orçamento de conexão.

73. Além do critério de potência instalada, a legislação previu nos §§1º, 2º, 3º e 4º do art. 4º da Lei nº 14.300/2022 situações de exceção à obrigação de apresentação da GFC, que foram reproduzidas na proposta de adequação de regulamentação.

74. Conforme consta no §1º, foram dispensados da obrigação os interessados em implantar centrais de minigeração enquadradas nas modalidades de geração compartilhada e de múltiplas unidades consumidoras. Para evitar mau uso da dispensa legal, foi incluída a previsão de que a central geradora, cujo interessado obteve isenção de apresentação da GFC com base nesse dispositivo permaneça na mesma modalidade, no mínimo, pelo período de 12 meses após a conexão.

75. Já os §§2º, 3º e 4º tratam da situação dos interessados responsáveis por projetos que já possuíam parecer de acesso (ou orçamento de conexão, na nomenclatura vigente na REN nº 1.000/2021) válido na data de publicação da Lei nº 14.300/2022, qual seja, 7 de janeiro de 2022. Em resumo, para esses interessados, a Lei garantiu uma janela temporal de 90 dias (no caso, até 7 de abril de 2022), para a celebração de contratos, no caso, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD. Isso acontecendo, a apresentação de GFC ficaria dispensada. Ao invés de celebrar o CUSD, o interessado poderia optar por apresentar a GFC, ainda dentro da mesma janela temporal. Caso não celebre o CUSD com a distribuidora e não apresente a GFC até 7 de abril de 2022, o interessado estaria sujeito ao cancelamento do parecer de acesso pela distribuidora.

76. Nesse tocante, observa-se incompatibilidade entre os prazos expressos na Lei, que são contados a partir da publicação da Lei, com os prazos previstos na própria Lei para que a ANEEL adequasse a regulamentação vigente (180 dias, como consta no art. 30 da Lei nº 14.300/2022). Em outras palavras, não existe regra definida para a apresentação de garantia de fiel cumprimento à disposição para os interessados que pretendessem apresentá-la, de forma que eles não saberiam nem a quem apresentar a garantia, tampouco os procedimentos e valores a serem utilizados.

77. Nesse contexto, sem prejuízo do tratamento dos casos concretos que eventualmente venham a ser apresentados à ANEEL antes da conclusão do processo de regulamentação do art. 4º da Lei nº 14.300/2022, a opção regulatória adotada na proposta foi de reproduzir o processo de transição proposto na Lei, porém com a contagem iniciando a partir da publicação do dispositivo que o regulamenta. Assim, a partir da data de edição do regulamento, passa a contar o prazo de 90 dias para que os interessados que já possuam orçamento de conexão válido apresentem a garantia de fiel cumprimento caso não tenham celebrado o CUSD.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 17 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

78. A Lei não deu tratamento aos casos de solicitações de conexão existentes, mas que não possuíam orçamento de conexão válido em 7 de janeiro de 2022. Dentre esses casos, poderia haver interessados com solicitação de conexão protocolada antes da publicação da Lei ou depois da publicação da Lei, mas antes da vigência da regulamentação das regras de apresentação da GFC. Considerando que esses casos estão em fase anterior no processo de conexão em relação àqueles que já possuíam orçamento de conexão válido, entendeu-se pertinente reproduzir a regra de transição, concedendo uma janela de, no mínimo 90 dias contados da emissão do orçamento de conexão para apresentação da GFC, sob pena de cancelamento do processo de conexão. Evidentemente, para esses casos, deve-se respeitar o prazo para celebração do CUSD.

79. Quanto à definição do valor do investimento a ser considerado para definição do valor da GFC, três alternativas foram avaliadas: (i) definição de um valor regulatório; (ii) utilização do valor declarado pelo interessado; ou (iii) mesclar as duas alternativas anteriores, estabelecendo o valor regulatório como um piso.

80. O uso de um valor declarado pelo interessado, conforme as alternativas (ii) e (iii) acima, visa dar maior precisão ao valor a ser dado como GFC, sem penalizar ou beneficiar o acessante com valores previamente estabelecidos. Por outro lado, essa alternativa envolve burocracias para comprovar a veracidade do valor declarado, bem como mais troca de documentação entre o acessante e a distribuidora. No intuito de simplificar o processo e evitar mais interações, optou-se por descartar a declaração de investimento por parte do acessante, até mesmo porque é possível definir um valor regulatório que acompanhe a evolução de preços do mercado, atualizado na medida em que a realidade de preços se altere. Com isso, assegura-se que o preço regulatório não se afasta da realidade de mercado, sem prejudicar ou beneficiar os acessantes com valores arbitrariamente definidos.

81. Assim, a alternativa escolhida foi a utilização de um valor regulatório como estimativa do investimento realizado, correspondente à potência instalada da usina multiplicada por um preço de referência. Essa solução traz como vantagem sobre as demais a simplicidade em sua aplicação e a redução das possíveis diferenças de avaliação entre os interessados que ocorreriam em caso de uso do valor declarado. Assim, considerando o percentual definido na Lei, o valor da GFC será dado pela seguinte fórmula:

$$\text{GFC (R\$)} = \text{Percentual} \times \text{Potência} \times \text{Preço}$$

Em que:

Percentual: 2,5% para centrais com potência instalada superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW
 5,0% para centrais com potência instalada igual ou superior a 1.000 kW

Potência: potência a ser conectada objeto da solicitação de orçamento de conexão.

Preço: valor do kW instalado, definido em ato da ANEEL.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 18 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

82. Propõe-se, para o “Preço” inicial, os valores de CAPEX Referência, por fonte, utilizados no Plano Decenal de Expansão – PDE, publicado anualmente pela EPE¹⁹, conforme compilado no quadro a seguir (dados PDE 2030):

Tabela 2 – Dados PDE 2030

Tipo de fonte	CAPEX Referência (R\$/kW)
Fotovoltaica	4.000
Hídrica (CGH)*	5.000
Eólica (<i>onshore</i>)	4.500
Térmica**	4.000

*CAPEX baixo, conforme definição no PDE 2030.

** Valor da térmica a biomassa (bagaço de cana), que deve ser utilizado para as demais térmicas, incluindo cogeração qualificada.

83. Embora os dados da EPE sejam baseados em custos de investimentos em centrais geradoras centralizadas, entende-se que eles são adequados para definição de valores regulatórios nesse primeiro momento, em que ainda não existe uma base de dados específica para geradores de menor porte. Ademais, são valores mais conservadores, tendo em vista o ganho de escala observado em geradores centralizados (quando comparados com os custos de implantação da minigeração), mitigando o risco de se definirem valores regulatórios superiores à realidade do mercado e, conseqüentemente, de majoração dos montantes de garantia a serem aportados.

84. A proposta também prevê que o valor do kW instalado, para a definição da GFC, possa ser atualizado quando necessário. Nessa linha, propõe-se a publicação de uma Resolução Homologatória definindo os valores iniciais a serem considerados.

85. De forma a possibilitar futura criação de uma base de dados de investimento em micro e minigeração distribuída, propõe-se acrescentar a informação sobre o valor do investimento no formulário de solicitação de orçamento de conexão.

86. Definido o valor da GFC a ser apresentada, a proposta de regulamentação avança para a determinação das condições e procedimentos para sua apresentação.

87. Nesse contexto, foi avaliada a experiência já existente no setor elétrico com relação a outras situações em que os agentes setoriais precisam apresentar garantias de fiel cumprimento, tanto no âmbito da geração quanto no âmbito da transmissão, passando por outorgas do ambiente de

¹⁹ Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão (PDE 2030). Disponível para download em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>.



Pág. 19 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

contratação livre e leilões. O que se observou foi a existência de uma elevada complexidade nas regras, que torna o processo moroso e pouco eficaz como ferramenta de incentivo para o cumprimento das obrigações, isso sem falar da necessidade de definição e remuneração de terceiros para custódia das garantias, e um histórico de insucesso na etapa de execução, decorrente, principalmente, das modalidades de garantia permitidas, com elevados custos administrativos envolvidos.

88. Assim, tal situação não é compatível com a realidade do processo de conexão de minigeração, que deverá abarcar milhares de conexões por ano, realizadas de forma pulverizada em mais de 100 distribuidoras e em momentos distintos. Para o caso da minigeração, é desejável que o processo de apresentação da GFC seja ágil, simples e de fácil restituição ou execução, para que atenda, efetivamente, ao objetivo da Lei.

89. Diferentemente das leis que regem o processo administrativo (Leis nº 8.666/1993, em seu art. 56, e Lei nº 14.133/2021, no art. 96), que trazem um rol expresso de modalidades de garantia (caução em dinheiro, caução em títulos da dívida pública, seguro-garantia, ou fiança bancária), a Lei nº 14.300/2022 atribuiu à regulamentação da ANEEL as definições acerca da GFC, sem definir as modalidades.

90. Considerando ainda que o processo de conexão de minigeração não guarda qualquer semelhança a processos licitatórios ou de contratos administrativos, como ocorre em outorgas ou em leilões de geração e transmissão, a regulamentação da ANEEL acerca da GFC aqui trazida é regida apenas pela Lei nº 14.300/2022, podendo estabelecer quaisquer formas de garantia.

91. Nos procedimentos administrativos (outorgas e leilões) são necessárias diversas páginas em Edital para estabelecer os critérios necessários²⁰, que visam definir instituição beneficiária, tomador, afiançador, detentor de títulos, vigência, e diversas outras definições essenciais à constituição dessas garantias. Conforme já relatado, esse conjunto de regras é incompatível com centenas de acessos todos os anos, e replicar essas regras no processo de minigeradores o tornaria moroso, complexo e caro.

92. Nesse contexto, considerando que a GFC não deve obstar a conexão de centrais geradoras e é um mecanismo legal para mitigar especulações, a proposta de regulamentação ora apresentada contempla um procedimento simplificado de apresentação da GFC, que consiste em um aporte a ser realizado pelos interessados exclusivamente por meio de depósito bancário em espécie, em favor da distribuidora, que ficará responsável pela custódia do valor durante o período de vigência da GFC, de até 30 dias após a conexão do empreendimento.

93. Como marco para determinar a data de conexão do empreendimento, a partir da qual se inicia a contagem do prazo legal de 30 dias para devolução da GFC, sugere-se utilizar a data de aprovação em vistoria pela distribuidora do padrão de entrada da unidade consumidora com a minigeração, etapa

²⁰ Vide em <https://www.aneel.gov.br/documents/655808/0/Manual+de+Aporte+de+Garantias+Financeiras/5028d249-7b54-9586-c86b-cfcd24c11a82?version=1.0&download=true>.



Pág. 20 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

que ocorre após a conclusão das obras da usina e sinaliza que o empreendimento está pronto para iniciar a geração de energia e sua injeção no sistema de distribuição. Esse é o momento em que se finaliza o processo de acesso e se inicia, de fato e de direito, a conexão.

94. Considerando que o intuito da GFC é assegurar que iniciem e finalizem o processo de acesso apenas os interessados em efetivamente gerar energia, há de se estabelecer um prazo máximo para conexão sem que a GFC seja executada. Em outras palavras, para evitar situações de solicitação de conexão com prazos excessivamente alongados de conexão, em detrimento de outras conexões naquele mesmo ponto, julga-se pertinente o estabelecimento de um prazo máximo para conexão para fins de execução da GFC. Ou seja, trata-se de um prazo para conexão da central geradora que, se descumprido, ensejará a execução da GFC.

95. A própria Lei já traz prazos semelhantes a esses, como os previstos no §3º do art. 26, com o intuito de limitar solicitações de acesso que visem acessar o subsídio legal com prazos muito alongados de conexão. Em analogia, sugere-se estabelecer os mesmos prazos do art. 26 da Lei como máximos para conexão sem execução da GFC. Isso não impossibilita que o agente não abrangido pelo art. 26 se conecte após os prazos propostos no regulamento, mas, se o fizerem, terão as GFC executadas.

96. Tais prazos são de 12 meses para centrais de fonte solar, e de 30 meses para centrais das demais fontes, contados a partir da emissão do orçamento de conexão, e devem constar no CUSD. Há na proposta uma ressalva para interrupção da contagem do prazo em casos de atraso por responsabilidade exclusiva da distribuidora.

97. Concluído o processo de conexão, tempestivamente, o interessado fará jus à restituição do valor integral da GFC, corrigido pelo IPCA, no prazo de até 30 dias, por meio de depósito bancário em espécie realizado pela distribuidora em seu favor. Caso contrário – não havendo conexão dentro do prazo estabelecido – haverá execução da GFC.

98. Em atenção ao disposto no §6º do art. 4º da Lei nº 14.300/2022, a proposta de regulamento também prevê a situação de restituição do valor da GFC na situação de desistência, desde que manifestada pelo interessado em até 90 dias contados da data da emissão do orçamento de conexão. Neste caso de desistência, é importante destacar que o prazo para desistência e devolução da GFC não se confunde com o prazo para celebração do CUSD.

99. Após a emissão do orçamento de conexão (parecer de acesso), dois prazos são contados concomitantemente. Conforme preceitua o art. 85 da REN 1.000/2021, o CUSD deve ser celebrado em 30 dias após o orçamento de conexão, e tal prazo aplica-se a todos os acessantes, inclusive àqueles que apresentem GFC. Caso a celebração do CUSD não ocorra nesse prazo, o orçamento de conexão perde a validade e o interessado pode solicitar a devolução da GFC.

100. Paralelamente, corre a contagem do prazo de desistência de 90 dias. Caso haja desistência dentro desse período, a GFC é devolvida ao interessado. Se, na desistência, o CUSD já tiver sido celebrado,

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 21 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

aplicam-se normalmente as cláusulas rescisórias do CUSD, independentemente de o prazo para devolução da GFC ter vencido ou não.

101. A hipótese regular de execução da garantia de fiel cumprimento, decorrente de atraso ou da não implantação do empreendimento, também é trazida na proposta. Vencido o prazo de conexão (pactuado no CUSD ou os prazos máximos para conexão), a distribuidora deverá notificar o interessado e iniciar a execução da GFC, no montante equivalente a 5% do valor inicial aportado a cada mês completo de atraso para a conexão, nos 12 primeiros meses, e no montante remanescente ao completar o décimo terceiro mês de atraso. Caso a conexão da central geradora seja concluída em meio ao processo de execução da GFC, a proposta de regulamentação prevê que o valor remanescente deve ser restituído. Uma vez concluída a execução da GFC, o processo de conexão deve ser encerrado, com o cancelamento do orçamento de conexão.

102. Essa execução gradativa da GFC durante o primeiro ano visa incentivar o interessado a mitigar o tempo de atraso. Além disso, buscou-se minimizar as razões para eventuais conflitos relacionados com o processo de execução da GFC, sem prejuízo da atuação das instâncias competentes, caso necessário.

103. Finalmente, a proposta de regulamentação reproduz o comando legal de reversão dos valores recolhidos, a título de execução da GFC, para a modicidade tarifária. Tendo em vista o caráter descentralizado da custódia das GFC, a proposta é que os valores beneficiem os consumidores de cada área de concessão.

104. As regras aqui propostas constam materializadas na minuta do Art. 655-C da REN nº 1.000/2021.

III.6. Vedação à Comercialização de Parecer de Acesso (art. 6º da Lei nº 14.300/2022)

105. O art. 6º da Lei 14.300/2021 estabelece vedação explícita à comercialização de parecer de acesso: “Fica vedada a comercialização de pareceres de acesso”.

106. A comercialização das condições do parecer de acesso (orçamento de conexão) tem sido recorrente e se intensificado nos últimos anos. Notadamente nas regiões mais saturadas com geração distribuída, a exemplo do estado de Minas Gerais, houve atuação de agentes que solicitaram inúmeros pareceres de acesso sem concretizar a conexão posteriormente. Muitos desses agentes não estavam interessados, legitimamente, na busca por melhores pontos de conexão para implantar seus empreendimentos, mas sim em identificar esses pontos para vender o direito de conexão a terceiros. Ocorre que a identificação desses pontos se materializa por meio de inúmeros pleitos de conexão, várias vezes atingindo centenas de pedidos, sem que haja real intenção do solicitante em se conectar.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 22 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

107. O resultado é o direcionamento de mão-de-obra das distribuidoras para dar vazão a esses pleitos, refletindo-se, em última instância, em aumento de custos operacionais que poderão afetar os demais usuários por meio de aumentos tarifários.

108. Adicionalmente, a ação relatada acaba por prejudicar os investidores que, efetivamente, queiram se conectar. Como as solicitações ficam em uma “fila”, é necessário aguardar o prazo de caducidade dos pareceres de acesso já emitidos para dar a vez a investidores que efetivamente queiram se conectar.

109. Por tais razões, a prática deve ser coibida, por meio de obrigações adicionais quando da solicitação de acesso, bem como procedimentos regulatórios que mitiguem a especulação. Evidentemente, essas ferramentas regulatórias devem evitar criar percalços nos processos de acesso legítimos, que efetivamente se reverterão em conexão de geração ao sistema.

110. A comercialização ocorre quando existe a mudança da titularidade do processo de conexão em troca de vantagens, pecuniárias ou não. Isso não se confunde com a contratação de empresas especializadas em construir ou interagir com as distribuidoras durante o processo de conexão, ou com empresas que constroem usinas para vendê-las a terceiros posteriormente. Aqui, foca-se naqueles interessados que não constroem, não produzem ou não prestam qualquer serviço, apenas buscam condições favoráveis para repassar essas condições a terceiros em troca de vantagem.

111. Ocorre que, conforme se expôs na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL e seus anexos, a troca de titularidade é necessária na operacionalização de diversos modelos de negócio, lícitos e desejáveis. Nesses modelos, as associações, que serão titulares da unidade com GD, são muitas vezes constituídas enquanto as usinas são construídas.

112. Nesse contexto, com o propósito de conferir flexibilidade à operacionalização das modalidades de geração compartilhada e autoconsumo remoto, optou-se por permitir a continuidade do processo de acesso mesmo havendo troca do titular da unidade com GD indicado na solicitação de acesso.

113. Todavia, o art. 5º da Lei 14.300/2021 estabeleceu que *“é vedada a transferência do titular ou do controle societário do titular da unidade com microgeração ou minigeração distribuída indicado no parecer de acesso até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora...”*. Ou seja, o legislador optou por impor restrições à troca de titularidade antes da conexão da unidade com micro ou minigeração.

114. A disposição do art. 5º da Lei 14.300/2021, trazida na minuta do §7º do art. 83 e do §7º do art. 138 da REN nº 1.000/2021, tende a ser um grande desincentivo à comercialização de orçamentos de conexão, uma vez que a materialização do negócio só ocorrerá após a realização de todo investimento para construção da central geradora.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 23 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

115. Por outro lado, ainda que a legislação tenha estabelecido restrição ao procedimento de troca de titularidade que tende a contribuir para diminuir os casos de venda de orçamentos de conexão, entende-se que ela não é suficiente para coibir totalmente a prática. Por essa razão, busca-se estabelecer condições no regulamento que fortaleçam o desincentivo à comercialização de orçamentos de conexão.

116. Não obstante, exatamente por se tratar de negócios realizados à revelia das distribuidoras, em que o especulador já não é mais o efetivo responsável pelo empreendimento, mas continua como titular da unidade consumidora, existe grande complexidade em caracterizar a comercialização. Nesse ponto, são esperadas contribuições sobre formas de identificar e caracterizar vendas de orçamentos de conexão e possíveis mecanismos regulatórios que contribuam para coibir a prática, agora ilegal, nos termos da Lei nº 14.300/2022.

117. De toda forma, propõe-se que a vedação legal à comercialização das condições de acesso seja replicada no regulamento para permitir que as distribuidoras tomem as providências cabíveis nos casos em que for possível caracterizar a comercialização (conforme materializado na minuta do §8º do art. 83 da REN nº 1.000/2021).

118. No que tange aos procedimentos a serem adotados pela distribuidora nesses casos, sugere-se que seja negado o acesso ou a aplicação do Sistema de Compensação de Energia e que sejam refaturadas as unidades consumidoras beneficiadas pela central geradora objeto da irregularidade, desconsiderando a energia por ela injetada desde o início da irregularidade, conforme descrito no item III.19 desta Nota Técnica.

III.7. Troca de titularidade em unidades com MMSG (artigo 5º da Lei nº 14.300/2022)

119. O art. 5º da Lei 14.300/2022 dispõe sobre a condição para a troca de titularidade na implantação de uma usina de microgeração e minigeração distribuída e determina o momento em que o novo titular passa a participar do sistema de compensação de energia elétrica.

120. Adicionalmente, o art. 5º dessa Lei veda a transferência do controle societário antes da solicitação de vistoria. Entretanto, a ANEEL não rege regras societárias de consumidores, razão pela qual a proposta de regulamento não tratará dessa questão. De todo modo, considerando que a troca de controle societário, em contrariedade ao art. 5º da Lei, representa usufruto de subsídio de forma irregular, propõe-se a perda de validade do orçamento de conexão caso essa troca se dê em momento anterior à aprovação da vistoria, sob pena de aplicação dos procedimentos propostos no item III.19 desta Nota Técnica em caso de violação dessa regra.

121. O texto da proposta de regulamentação, inserido na minuta do §7º do art. 138 da REN nº 1.000/2021, traz que a alteração de titularidade somente pode ser realizada após a aprovação da vistoria. Nesse caso, optou-se por definir a “aprovação da vistoria” como marco para a alteração do titular ou do controle societário do titular da unidade com geração, uma vez que a “solicitação de vistoria”, conforme preceitua o art. 5º da Lei 14.300/2022, pode se dar de forma tácita, a partir das seguintes situações

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 24 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

descritas no art. 91 da REN nº 1.000/2021: (i) conclusão da análise pela distribuidora que indicar que não são necessárias obras na baixa tensão; (ii) devolução dos contratos assinados pelo consumidor, quando não são necessárias obras para conexão; (iii) conclusão das obras de conexão pela distribuidora; (iv) comissionamento das obras executadas pelo consumidor; ou (v) solicitação de vistoria pelo consumidor quando da reprovação da vistoria anterior.

122. Nessa linha, embora a solicitação de troca de titularidade possa ocorrer antes da realização da vistoria, a efetivação do procedimento somente pode acontecer após a aprovação da vistoria. Assim procedendo, o início da conexão já ocorre sob novo titular, conforme preceitua o art. 5º da Lei nº 14.300/2022, assegurando-se a destinação de excedentes de energia às unidades consumidoras beneficiárias a partir do primeiro ciclo de faturamento. Entende-se que essas disposições também atendem ao §1º do art. 2º da Lei 14.300/2022.

123. Já para os casos em que a troca de titularidade for solicitada após a conexão da microgeração ou minigeração, julga-se que as disposições já constantes na REN nº 1.000/2021 sobre o tema se encontram condizentes com a Lei nº 14.300/2022. O art. 138 desse regulamento estabelece que a troca de titularidade do Grupo B representa encerramento contratual do antigo titular e novo contrato do novo titular. Nessa linha, os créditos remanescentes na unidade consumidora quando da troca de titularidade do Grupo B devem ser tratados conforme os comandos dos §§3º e 4º do art. 13 da Lei nº 14.300/2022.

124. Já para o Grupo A, o art. 139 da REN nº 1.000/2021 dispõe que a troca de titularidade não representa encerramento contratual, desde que mantidas as condições do contrato e haja acordo específico dos titulares antigo e novo materializado em instrumento específico apresentado à distribuidora. Ou seja, caso a troca de titularidade ocorra conforme as disposições do referido artigo, haverá a manutenção do CUSD, com o novo titular assumindo as responsabilidades decorrentes dele.

125. Entretanto, isso não se confunde com os créditos de energia remanescentes na unidade consumidora em nome do antigo titular. A troca de titularidade não poderia implicar em transferência de créditos de um titular para outro, uma vez que isso representaria comercialização implícita de energia sem disposição legal que a suporte. Em outras palavras, a regulamentação não poderia criar uma possibilidade de troca de energia entre pessoas distintas por meio de troca de créditos simplesmente pelo fato de não exigir encerramento contratual em determinadas situações para usuários do Grupo A. Logo, de modo a observar as disposições dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, em que apenas os consumidores livres ou especiais podem comprar energia de entes diferentes da distribuidora no âmbito da CCEE, julga-se necessário que a regulamentação dê destinação aos créditos semelhante aos procedimentos dos §§3º e 4º do art. 13 da Lei nº 14.300/2022 no caso de troca de titularidade abrangida pelo art. 139 da REN nº 1.000/2021.

126. Em resumo, caso ocorra troca de titularidade após a conexão, sugere-se aplicação dos procedimentos descritos no art. 13, §§3º e 4º da Lei nº 14.300/2022, para tratamento dos créditos

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 25 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

remanescentes do antigo titular. O tema encontra-se materializado na minuta do art. 655-I da REN nº 1.000/2021.

III.8. Sistemas de Armazenamento (art. 2º da Lei nº 14.300/2022)

127. O caput do art. 2º da Lei trouxe inovações quanto à conexão de micro e minigeração distribuída, em relação à regulação vigente na REN nº 482/2021, ao permitir que sistemas com armazenamento de energia e sistemas híbridos (com mais de uma fonte de energia) possam solicitar o orçamento de conexão junto à distribuidora, desde que sejam observadas a regulação da Agência:

“Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.

.....”

128. A utilização de centrais geradoras híbridas no sistema de distribuição é tratada no item III.9 desta Nota Técnica.

129. Inicialmente, é importante destacar que tanto na REN nº 482/2012 quanto na Lei nº 14.300/2022, para as centrais geradoras se classificarem como micro ou minigeração e, conseqüentemente, participarem do sistema de compensação de energia, devem ser utilizadas fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada.

130. Dessa forma, a Lei, ao permitir a utilização de sistemas de armazenamento de energia associado a microgeração ou minigeração, não abre espaço para a utilização de fontes não renováveis (exceto cogeração qualificada) ou arbitragem de preço por meio do carregamento de banco de baterias com a energia oriunda da rede de distribuição.

131. Tendo vista a manutenção desse princípio agora com a incorporação de sistemas de armazenamento de energia, passa-se a detalhar as propostas para adequar a regulação vigente.

132. O primeiro aspecto é limitar a capacidade do sistema de armazenamento (kWh) à produção do sistema de geração para minimizar o risco de uso da energia da rede para arbitragem de preços e utilização indevida de subsídio destinado a fontes renováveis ou cogeração qualificada.

133. Para tanto, propõe-se adotar o limite de 90% da produção estimada de energia das centrais geradoras como valor máximo da capacidade do banco de baterias, independentemente da tecnologia utilizada. Isso evitaria a implantação de sistemas de armazenamento incompatíveis com a capacidade de geração, dificultando o usufruto do SCEE com energia proveniente da rede ao invés das fontes citadas na Lei nº 14.300/2022.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 26 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

134. Adicionalmente, tendo em vista a sazonalidade da produção de energia de algumas fontes, principalmente solar e eólica, e a premissa de não incentivar o uso da rede para carregar o banco de baterias, pelos motivos já apresentados, propõe-se adotar como referência o menor valor de geração mensal estimado para novas centrais geradoras ou medido para usinas existentes.

135. De posse do menor valor mensal de geração, seja estimado para novas usinas ou verificado para empreendimentos existentes, deve-se calcular a produção média diária e aplicar o limite de 90%, de forma a dimensionar a capacidade do banco de baterias. A fórmula a seguir descreve como proceder os cálculos.

$$\text{Capacidade bateria} \leq \frac{G_{\text{mensal mínima}}}{n^{\circ} \text{ dias mês}} \times 0,9 \text{ [kWh]} \quad (1)$$

136. Por outro lado, para considerar a fonte solar como despachável, nos termos do inciso IX da Lei nº 14.300/2022, ela deve estar associada a um sistema de baterias com a capacidade mínima de armazenamento de 20% da geração mensal da usina, de forma a permitir o controle do despacho de parte da energia produzida pela central geradora.

137. Dada a sazonalidade da geração solar fotovoltaica e o requisito do sistema de armazenamento representar um percentual mínimo da produção mensal da usina, propõe-se adotar como referência inferior o mês com maior geração estimada, para o caso de novos empreendimentos, ou maior valor verificado para as usinas existentes.

138. Dessa forma, considerando-se as mesmas premissas adotadas para dimensionar a capacidade máxima do sistema de armazenamento descritas na fórmula 1, inclui-se agora um valor mínimo, representado na fórmula 2.

$$\frac{G_{\text{mensal máxima}}}{n^{\circ} \text{ dias mês}} \times 0,2 \leq \text{Capacidade bateria} \leq \frac{G_{\text{mensal mínima}}}{n^{\circ} \text{ dias mês}} \times 0,9 \text{ [kWh]} \quad (2)$$

139. Assim, para enquadrar a central geradora fotovoltaica como fonte despachável, garante-se a capacidade mínima de armazenamento de 20% da geração mensal, conforme estabelecido na Lei, ao mesmo tempo que limita-se a capacidade máxima para evitar o carregamento do banco de baterias com energia proveniente da rede para simples arbitragem de preço, o que implicaria o descumprimento do requisito de utilização de fontes renováveis ou cogeração qualificada para classificação como microgeração ou minigeração distribuída e participação do sistema de compensação de energia.

140. Para calcular a capacidade do banco de bateria (kWh), deve-se utilizar a fórmula 3, apresentada a seguir:

$$\text{Capacidade bateria [kWh]} = \text{capacidade nominal bateria [Ah]} \times \text{tensão banco bateria [V]} \times \text{DoD [\%]} \quad (3)$$

Onde:

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 27 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

1. A tensão do banco de baterias é em corrente contínua [Vdc]
2. DoD significa profundidade de descarga da bateria, dada em percentual.

141. Em outra frente, de forma similar ao adotado para os conversores eletrônicos de potência utilizados por microgeradores e minigeradores para realizar a interface com a rede de distribuição, os acessantes também devem apresentar relatório de ensaios de avaliação de conformidade dos conversores on-grid com baterias com as normas técnicas brasileiras vigentes.

142. Para tanto, os ensaios devem ser realizados em laboratórios acreditados junto ao Inmetro ou acreditados em outros países que sejam signatários do acordo de reconhecimento mútuo da International Laboratory Association (ILAC MRA).

143. Caso não existam normas brasileiras vigentes, podem-se considerar normas internacionais, desde que os ensaios sejam realizados para os mesmos níveis de tensão e frequência de atendimento da unidade consumidora.

144. Atualmente, os requisitos técnicos para ensaios de baterias acopladas a inversores de sistemas solar fotovoltaicos constam da Consulta Pública Inmetro nº 16, de 11 de abril de 2021, que visa atualizar a Portaria nº 4, de 4 de janeiro de 2011.

145. Com relação aos requisitos técnicos construtivos da bateria, incluindo proteção e segurança referente a choques elétricos, risco de explosões, entre outros, os fabricantes devem seguir as normas técnicas da ABNT e proceder com os ensaios determinados pelo INMETRO.

146. As disposições mencionadas neste item constam da minuta do art. 655-B da REN nº 1.000/2021 e do item 12 do Módulo 3 do PRODIST.

III.9. Usina híbrida e serviços ancilares (arts. 2º e 23 da Lei nº 14.300/2022)

147. Com relação à conexão de usinas híbridas, o tema foi objeto da REN nº 945, de 30/11/2021, cujo foco foi a conceituação, definição de requisitos para outorga (para empreendimentos com potência superior a 5 MW), conexão nos sistemas de transmissão e contratação do respectivo uso da rede, incluindo eventuais descontos em função da fonte de energia.

148. A REN nº 945/2021 alterou o art. 3º da REN nº 876, de 10/03/2020, de forma a inserir o inciso V com a seguinte redação “v) *Central Geradora Híbrida (UGH): instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única.*”

149. No entanto, tal norma não aborda as usinas híbridas no âmbito do sistema de distribuição, incluindo os requisitos para contratação e faturamento pelo uso da rede, assim como não trata do registro de centrais geradoras com potência menor ou igual a 5 MW (dispensadas de outorga).



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 28 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

150. Dessa forma, há necessidade de abertura de processo específico para regular esse tema, com escopo diferente do tratado nesta Nota Técnica, uma vez que as usinas híbridas têm potencial de atuar tanto no mercado livre quanto no regulado, além de poderem participar do sistema de compensação de energia.

151. Portanto, conforme consta do caput do art. 2º da Lei nº 14.300/2022, a proposta de norma para acesso usinas híbridas no sistema de distribuição, incluindo a participação no sistema de compensação de energia, constará de regulamento específico a ser incluído na Agenda Regulatória da ANEEL.

152. Com respeito à prestação de serviços ancilares por micro e minigeradores, o art. 23 da Lei concedeu a faculdade às distribuidoras e permissionárias de realizar chamadas públicas para contratar tais serviços com objetivo de postergar investimentos na rede, melhorar a operação e eventualmente reduzir a geração termelétrica nos sistemas isolados, conforme transcrição a seguir.

“Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da Aneel.

Parágrafo único. A Aneel regulamentará o disposto no caput deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).”

153. Atualmente, a REN nº 697, de 16/12/2015, trata da prestação de serviços ancilares por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao SIN, os quais são demandados pelo ONS e cujas regras não se aplicam ao sistema de distribuição.

154. Portanto, para o atendimento do comando do art. 23 da Lei, a ANEEL deverá estabelecer em regulamento específico, a ser incluído na lista de ações constantes da Agenda Regulatória da ANEEL, os serviços que poderão ser prestados, os procedimentos de contratação e as formas de remuneração aplicáveis, considerando as características das fontes de energia, necessidades das redes e modelo de regulação aplicável ao setor de distribuição.

III.10. Postergação de prazo para conclusão das melhorias e dos reforços de rede (art. 7º da Lei nº 14.300/2022)

155. A Lei nº 14.300/2022, em seu art. 7º, possibilitou a prorrogação dos prazos estabelecidos para conclusão das melhorias e dos reforços de rede indicados em orçamento de conexão, nos casos de

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 29 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

comprovação de evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina, quando devidamente comunicado pelo acessante à distribuidora. Como consequência, nesses casos haveria a postergação do pagamento dos vencimentos dos contratos de uso do sistema de distribuição - CUSD.

156. Cabe salientar que a postergação de que trata o art. 7º da Lei não se confunde com a postergação do início do faturamento do CUSD, objeto de várias solicitações nos últimos dois anos. O comando legal foi específico para a postergação das obras de conexão e, portanto, não abrange os processos de acesso que não tenham obras, ou cujas obras já tenham sido finalizadas. Portanto, por força do comando legal, há uma limitação das conexões de microgeradores ou minigeradores que estão sujeitas à postergação do CUSD.

157. A regulamentação vigente já prevê, no art. 157 da REN nº 1.000/2021, prorrogação do CUSD para centrais geradoras, distribuidoras acessantes, agente exportador ou agente importador nas situações de: acordo entre as partes, situações excludentes de responsabilidade ou quando da alteração de calendário pela ANEEL. Nessa linha, para regulamentar o art. 7º da Lei, sugere-se incluir os minigeradores na abrangência do art. 157 da REN nº 1.000/2021, com previsão de postergação do CUSD também nos casos previstos no art. 7º da Lei para esses agentes. Com isso, a regra vigente no art. 157 da REN nº 1.000/2021 e a possibilidade trazida na Lei estariam devidamente regulamentadas para os minigeradores distribuídos.

158. Evidentemente, conforme o art. 157 da REN nº 1.000/2021, a prorrogação do início do CUSD ocorre mediante solicitação do interessado e análise da distribuidora, cabendo ao acessante apresentar a comprovação das situações, e a prorrogação ocorre pelo mesmo período do evento que a motivou.

III.11. Prazo mínimo para alteração de norma ou procedimento das distribuidoras (art. 31 da Lei nº 14.300/2022)

159. A Lei 14.300/2022 estabeleceu que qualquer alteração de norma ou de procedimento das distribuidoras relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades consumidoras participantes do SCEE deverá ser publicada com prazo mínimo de 90 (noventa) dias para sua entrada em vigor, de acordo com o art. 31 dessa Lei, abaixo transcrito:

Art. 31. Qualquer alteração de norma ou de procedimento das distribuidoras relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades consumidoras participantes do SCEE deverá ser publicada com prazo mínimo de 90 (noventa) dias para sua entrada em vigor.

160. Sobre esse ponto, é importante destacar que o REN 1.000/2021, em seu §2º do art. 20, já estabelece um prazo de 120 dias para edição ou alteração de suas normas ou padrões técnicos pela distribuidora de uma maneira geral. Portanto, considera-se que já vigora texto normativo nessa Resolução compatível com o novo comando legal.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 30 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

III.12. Sistemas de Medição (art. 8º da Lei nº 14.300/2022)

161. Em relação ao sistema de medição para microgeração e minigeração distribuída, a Lei nº 14.300/2022 estabeleceu as responsabilidades técnicas e financeiras de forma diferenciada, conforme os parágrafos 4º e 5º do art. 8º:

Art. 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel.

(...)

§ 4º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição da microgeração distribuída.

§ 5º Os custos de adequação do sistema de medição para conexão da minigeração distribuída são de responsabilidade do interessado.

162. Assim, para a microgeração, as responsabilidades técnica e financeira pelo sistema de medição foram alocadas à distribuidora. Por outro lado, no caso da minigeração, a responsabilidade financeira pelos custos de adequação do sistema de medição foi alocada ao interessado pela conexão. Tais comandos são semelhantes aos vigentes atualmente na REN 482/2012, exceto para o caso da geração compartilhada, que não é mais diferenciada das demais modalidades, nos termos da Lei. Tais disposições foram inseridas na minuta no art. 228 da REN nº 1.000/2021.

163. Ainda sobre esse tema, têm sido recorrentes discussões acerca da possibilidade de modernização do parque de medição, aproveitando a necessidade de substituição dos medidores de agentes com micro ou minigeração distribuída. A ideia seria aproveitar a substituição de medidores para definir os requisitos técnicos mínimos de medidores com funcionalidades mais avançadas, que permitam a tarifação horária, a aferição da qualidade do serviço, possuam memória de massa, entre diversos outros aspectos. A discussão da modernização dos medidores ganha importância quando se verificam movimentos de distribuidoras efetuando a substituição de medidores por iniciativa própria.

164. Todavia, no presente estágio do processo de microgeração e minigeração distribuída, julga-se mais oportuno manter as funcionalidades atualmente estabelecidas para esses agentes (mesmas funcionalidades aplicáveis aos consumidores do mesmo nível de tensão, acrescidas da medição bidirecional), ressalvado o disposto no item III.15 desta Nota Técnica. Isso, porque a discussão acerca das funcionalidades dos medidores é bastante complexa e envolve diversas questões que não fazem parte do

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 31 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

escopo do presente processo. Adicionalmente, julga-se oportuno aguardar as diretrizes a serem estabelecidas pelo CNPE nos próximos meses, nos termos dos §§2º e 3º do art. 17 da Lei nº 14.300/2022.

165. De todo modo, incentivam-se contribuições que ajudem a decidir se o movimento de troca de medidores motivados pela instalação de micro ou minigeradores distribuídos deve ser aproveitado como oportunidade para modernizar o parque de medição por meio da exigência de funcionalidades avançadas.

III.13. Opção de faturamento pelo Grupo B (§1º do art. 11 da Lei nº 14.300/2022)

166. A Lei nº 14.300/2022 estabeleceu no §1º do Art. 11 que unidades consumidoras com geração local cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a 112,5 kVA podem optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B. Assim, o texto legal assegura aos participantes do SCEE a possibilidade de optarem pelo faturamento em Grupo B caso atendam, concomitantemente, às seguintes condições: possuírem geração na unidade consumidora; não haver alocação de energia entre unidades consumidoras distintas (enviar ou receber excedentes); e possuírem transformador de até 112,5 kVA (uma vez e meia o limite para baixa tensão).

167. Com isso, unidades consumidoras que já tenham optado por essa modalidade de faturamento e queiram instalar micro ou minigeração distribuída devem atender a esses requisitos para permanecerem com faturamento no Grupo B.

168. O tema é tratado no art. 292 da REN nº 1.000/2021, que prevê a possibilidade de opção pelo faturamento no Grupo B de unidades consumidoras do Grupo A, desde que atendidos determinados critérios. Essa regra foi originalmente concebida para unidades consumidoras sem geração, e não contempla a inovação da Lei nº 14.300/2022.

169. Dessa forma, sugere-se inclusão de disposição no art. 292 da REN nº 1.000/2021 contendo as condições específicas para que as unidades com minigeração distribuída possam fazer a opção pelo faturamento em Grupo B, conforme preceitua a Lei nº 14.300/2022.

170. As novas disposições legais sobre a possibilidade de optar pelo faturamento em Grupo B trouxeram novas exigências para que os consumidores do Grupo A exercessem essa opção, ou permanecessem nessa modalidade de faturamento. Ocorre que alguns usuários do Grupo A que exerceram essa opção no passado podem não estar adequados aos novos critérios legais, restando dúvidas acerca de eventuais direitos adquiridos desses consumidores.

171. Com base em jurisprudência do Supremo Tribunal Federal, a Procuradoria junto à ANEEL, mediante Parecer nº 00096/2022/PFANEEL/PGF/AGU²¹, esclareceu que *“da mesma forma que não há direito adquirido a determinado regime jurídico, também não é garantido ao consumidor a imutabilidade*

²¹ Documento SIC 48516.000988/2022-00.



Pág. 32 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

da forma de faturamento de sua unidade consumidora.” Nessa linha, conclui a Procuradoria, não há de se falar em retroatividade das novas exigências legais, uma vez que a nova forma de faturamento incidirá sobre os vencimentos futuros, e não naqueles já ocorridos.

172. Portanto, propõe-se conceder prazo para que as unidades que já exerceram essa opção no passado possam se adequar às novas exigências legais. Caso não haja adequação, propõe-se aplicar as disposições na REN nº 1.000/2021 acerca do período de testes e fornecimento sem o devido contrato.

III.14. Limites de Utilização dos Excedentes e Créditos de Energia e Cobrança do Custo de Disponibilidade (art. 16 da Lei nº 14.300/2022)

173. O caput do art. 16 da Lei 14.300/2022 estabelece que para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.

174. Sobre o caput desse artigo, esse comando legal é similar à proposta apresentada na Consulta Pública nº 25/2019. Nessa proposta, foi apresentada a necessidade de acrescentar dispositivos na norma que assegurem que a energia injetada pela GD seja utilizada para fins de abatimento do consumo até o limite do custo de disponibilidade. Desse modo, o texto apresentado na referida Consulta Pública foi inserido na minuta do art. 655-G da REN nº 1.000/2021.

175. Constata-se que o §1º do art. 16 da Lei 14.300/2022 não trouxe novidades. Esse comando estabelece que, para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 da mesma Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente.

176. É importante destacar que esse comando legal já está contemplado no inciso I do art. 7º REN nº 482/2012, combinado com o art. 291 da REN nº 1.000/2021. Em outras palavras, qualquer unidade consumidora, independentemente de participar ou não do SCEE, deve pagar o custo de disponibilidade sempre que o consumo for inferior aos valores estabelecidos no art. 291 da REN nº 1.000/2021. Portanto, não há necessidade de incluir novos comandos legais para receptionar esse parágrafo.

177. Adicionalmente, o § 2º do art. 16 da Lei nº 14.300/2022 estabeleceu uma redução de até 50% do custo de disponibilidade para microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada inferior a 1.200 W:

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 33 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

(...)

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.

178. Sobre esse ponto, a Lei trouxe a possibilidade de redução do custo de disponibilidade para os microgeradores com compensação no mesmo local da geração, e cuja potência instalada seja menor ou igual a 1.200 W, cabendo à ANEEL estabelecer o valor da redução.

179. É importante ressaltar que o atual custo de disponibilidade definido para os consumidores do Grupo B é uma forma, simples e objetiva, de garantir um faturamento mínimo de consumidores com baixo consumo (ocasional ou característico), de modo a: i) assegurar uma remuneração mínima pela prestação do serviço, em especial de determinadas atividades (leitura do sistema de medição para faturamento, por exemplo); ii) sinalizar aos consumidores sobre a existência de custos fixos.

180. Nessa linha, qualquer redução no custo de disponibilidade representa uma realocação ineficiente de custos, haja vista que o montante que deixa de ser pago não se reflete em redução de custos do serviço, devendo ser arcado pelos demais consumidores. Portanto, dentro da liberdade que a Lei concedeu à ANEEL para estabelecer a redução, há de se considerar a existência de razões técnicas para tal finalidade.

181. Do ponto de vista técnico, não há razão para diferenciar os usuários abrangidos pelo parágrafo 2º do art. 16 da Lei dos demais consumidores. Em outras palavras, exceto pela possibilidade legal da redução, esses usuários são iguais aos seus semelhantes, causando impactos parecidos, sem que se possa diferenciá-los do ponto de vista técnico ou econômico. Portanto, a redução do custo de disponibilidade possibilitada na Lei apenas aumentaria as tarifas dos demais usuários, sem que sejam identificados os ganhos decorrentes da medida.

182. Ademais, embora a Lei tenha estabelecido a possibilidade de redução para os microgeradores apontados acima – variação de 0% a 50% em relação ao valor mínimo faturável –, não há definição de Política Pública que oriente a ANEEL em prestar redução sem razão técnica.

183. Nesse sentido, sugere-se que se defina uma redução nula (zero por cento) para os usuários abrangidos pelo parágrafo 2º do art. 16 da Lei nº 14.300/2022, levando em consideração o princípio da modicidade tarifária e a prudência na aplicação desse comando legal para os demais consumidores que não possuem microgeração e que já estão sendo onerados com outros subsídios trazidos nessa mesma Lei.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 34 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

III.15. Custo de Transporte (art. 18 da Lei nº 14.300/2022)

184. O art. 18 da Lei 14.300/2022 estabelece diretrizes para cobrança do custo de transporte dos microgeradores e minigeradores distribuídos, conforme abaixo transcrito:

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

185. Embora o caput do art. 18 estabeleça que o ressarcimento do custo de transporte deve ser realizado pelo minigerador distribuído (sem menção ao microgerador), o parágrafo único do mesmo artigo define que a tarifa referente ao custo de transporte se aplica tanto ao microgerador quanto ao minigerador, devendo-se observar o uso feito do sistema, se para injetar ou consumir energia. Diante da aparente contradição do art. 18, optou-se por solicitar²² a manifestação da Procuradoria junto à ANEEL sobre o tema.

186. Em resposta, a Procuradoria emitiu o Parecer nº 00096/2022/PFANEEL/PGF/AGU, de 29/03/2022, aprovado pelo Despacho nº 00252/2022/PFANEEL/PGF/AGU, de 06/04/2022²³, concluindo que o fato de a segunda parte do caput do art. 18 não ter mencionado a microgeração distribuída não significa que tais unidades tenham sido isentas do custo de transporte. Pelo contrário, uma leitura harmônica de toda a Lei nº 14.300/2022, incluindo as cobranças sobre a parcela de energia compensada previstas no art. 17 e nas disposições transitórias dos arts. 26 e 27 (que não distinguem a cobrança de encargos da microgeração e minigeração), levam à interpretação de que o art. 18 também se estende à microgeração.

187. A Procuradoria ressalta que a possível interpretação de que os microgeradores distribuídos estariam isentos dos custos de transporte decorreria de uma leitura em que o *caput* do art. 18 traria uma exceção ao disposto no Parágrafo Único do mesmo artigo, o que não coaduna com a técnica legislativa.

188. Adicionalmente, a Procuradoria assevera que subsídios legais não podem ser concedidos por meio de ilações ou interpretações “elásticas” do texto legal ou normativo, devendo haver uma interpretação restritiva, conforme jurisprudência dos tribunais superiores.

189. Questionada acerca da aplicabilidade das cobranças estabelecidas pelo art. 18 aos sistemas existentes, em decorrência de possível direito adquirido desses usuários, a Procuradoria assevera que a

²² Memorando nº 48/2022-SRD/ANEEL, de 10/03/2022 (Documento SIC 48554.000599/2022-65).

²³ Documento SIC 48516.000988/2022-00.



Pág. 35 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

própria Lei nº 14.300/2022 traz, em seu art. 26, disposição acerca da aplicabilidade do art. 18 aos usuários existentes, determinando sua aplicabilidade a partir da próxima revisão tarifária da distribuidora.

190. Embora a regra de transição do art. 26 seja silente quanto ao marco de aplicação do art. 18 às unidades com microgeração ou unidades com minigeração distribuída faturadas no Grupo B, a Procuradoria conclui que a ANEEL tem competência para suprir a lacuna legal, mas sua regulação se encontra limitada pelo marco legal fixado para as unidades com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, não podendo estabelecer marco superior ao definido pelo inciso II do §1º do artigo 26 da Lei nº 14.300/2022, no caso, *“após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei”*.

191. Portanto, como a Lei nº 14.300/2022 traz regra de transição de aplicação do art. 18 para os usuários existentes, não há dúvidas acerca da aplicação desse dispositivo legal àqueles que já estavam conectados quando da sua publicação. Portanto, não cabe à legislação infralegal afastar a aplicação do art. 18 aos consumidores existentes na publicação da Lei sob pena de ilegalidade do ato.

192. Diante da previsão de que os custos de transporte devem ser ressarcidos e de que a tarifa aplicável ao micro ou minigerador deve considerar o uso feito da rede (se para injetar ou consumir energia), propõe-se aplicar, tanto para os consumidores faturados no Grupo B, quando para os consumidores do Grupo A, o conceito de dupla contratação já utilizado em geradores que utilizam o mesmo ponto de conexão para importar e injetar energia na rede.

193. A dupla contratação havia sido proposta pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 25/2019, para a minigeração distribuída. Nesses casos, a contratação e o faturamento de demanda devem observar as regras estabelecidas no §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294 da REN nº 1.000/2021, e sua aplicação é direta para consumidores do Grupo A com micro ou minigeração:

“Art. 127 ...

(...)

§ 2º Para central geradora que faça uso do mesmo ponto de conexão para importar e injetar energia, deve ser celebrado um CUSD único na modalidade de caráter permanente, exceto nos casos de atendimento do sistema auxiliar e infraestrutura local e de reserva de capacidade.”

“Art. 149 ...

(...)

§ 3º O CUSD de central geradora que faça uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia deve conter:

I - a demanda contratada da unidade consumidora, observada a modalidade tarifária; e

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 36 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

II - a demanda contratada da central geradora.”

“Art. 294. (...)

§ 1º (...)

II - o faturamento de central geradora que faça uso do ponto de conexão para importar ou injetar energia deve contemplar, cumulativamente, parcela associada à unidade consumidora e parcela associada à central geradora, de acordo com as seguintes regras:

- a) o faturamento da parcela associada à unidade consumidora deve observar as disposições aplicáveis às demais unidades consumidoras;
- b) o faturamento da central geradora deve ser realizado observando a diferença entre a demanda contratada da central geradora constante do CUSD e a maior demanda, entre os horários de ponta e fora de ponta, que foi efetivamente utilizada na parcela do faturamento da unidade consumidora;
- c) caso a maior demanda utilizada na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que a demanda contratada da central geradora, a parcela de faturamento associada à central geradora deve ser nula;
- d) o faturamento da parcela associada à central geradora deve considerar os descontos e benefícios a que a central geradora tem direito; e
- e) o faturamento da ultrapassagem da parcela associada à central geradora deve ter como base o valor da demanda contratada da central geradora constante do CUSD.”

194. No caso da microgeração conectada em unidade consumidora do Grupo B, ou da minigeração conectada em unidade consumidora do Grupo A faturada no Grupo B, a regra de dupla contratação deve ser adaptada, dado que: i) a cobrança dos custos de transporte da parcela de consumo é feita via tarifas volumétricas (R\$/MWh), seguindo-se as disposições do art. 17 e as disposições transitórias dos arts. 26 e 27 da Lei 14.300/2022 para a cobrança relativa à parcela do consumo compensado; ii) a cobrança dos custos de transporte da parcela de geração é feita em R\$/kW, considerando as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição de geradores da baixa tensão (TUSDg); e iii) os medidores de faturamento de unidades consumidoras do Grupo B não possuem requisito de medição de demanda.

195. É importante destacar que a dupla contratação parte da premissa de que a cobrança dos custos de transporte do gerador só é realizada para a parcela de injeção que excede a parcela de consumo. E é esse conceito que se pretende aplicar para consumidores do Grupo B que exportam energia para a rede. Assim, considera-se que os custos de transporte referentes à injeção de energia na rede estão cobertos pelo pagamento dos custos de transporte da parcela de consumo, desde que a quantidade de energia injetada seja menor ou igual à de energia consumida. Mas nos casos em que o consumidor exporta mais energia do que consome, os custos de transporte da parcela de injeção não são mais remunerados integralmente pelo pagamento do transporte da energia consumida. Os custos referentes a esse

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 37 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

“excesso” de injeção de energia devem então ser remunerados via aplicação de uma tarifa condizente com o uso feito da rede, ou seja, via tarifa de gerador (TUSDg).

196. Para aplicação desse conceito, é preciso emular uma demanda (em kW) que representa o excesso de energia injetado na rede, sobre a qual incidirá a TUSDg (em R\$/kW), ou, alternativamente, utilizar um medidor que seja capaz de registrar a demanda de consumo e de injeção, possibilitando a apuração direta do excesso de injeção, em kW. A primeira opção, embora simples e menos onerosa, tem a desvantagem da imprecisão (trata-se de uma estimativa de demanda), enquanto a segunda opção retrata de forma mais precisa o uso feito da rede para fins de injeção, mas implica no uso de medidor com requisitos adicionais.

197. Assim, mediante os prós e contras de ambas as alternativas, entende-se oportuno que o medidor com registro de demanda seja exigido para sistemas maiores, que transacionam maiores blocos de energia com a rede, com potência instalada superior a 30 kW. Para unidades consumidoras com microgeração de até 30kW, seria aplicada a estimativa de demanda a partir do excedente de energia injetado na rede. Com essa medida, estimula-se a modernização seletiva do parque de medição, que abarcará consumidores maiores, que geram sua própria energia.

198. As formulações propostas para o faturamento dos custos de transporte da energia injetada foram incluídas na minuta no art. 655-G da REN nº 1.000/2021, e são apresentadas a seguir:

Para unidades com potência instalada de até 30 kW:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = \left[\frac{\text{Injeção} - \text{Consumo}}{n^{\circ} \text{ de dias do ciclo} \times 24h} \right] \times \left[\frac{1}{FC} \right] \times TUSDg$$

em que:

Injeção: valor de energia ativa injetada na rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento, em kWh;

Consumo: o maior valor entre a energia ativa consumida da rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento e os valores estabelecidos no art. 291, em kWh, limitado ao valor da Injeção.

FC = Fator de capacidade da fonte, definido em ato da ANEEL;

TUSDg: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a centrais geradoras

Para as unidades com potência instalada acima de 30 kW:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = (\text{Demanda Injeção} - \text{Demanda Consumo}) \times TUSDg$$

em que:

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 38 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

Demanda Injeção: maior valor entre a demanda contratada da central geradora e a demanda medida de injeção, em kW e;

Demanda Consumo: demanda medida requerida do sistema, em kW, limitado ao valor da Injeção;

TUSDg: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a centrais geradoras

199. Atualmente, constam registrados na ANEEL aproximadamente 50 mil microgeradores com potência instalada superior a 30kW, representando 5% dos sistemas conectados na baixa tensão, como se observa na figura a seguir.

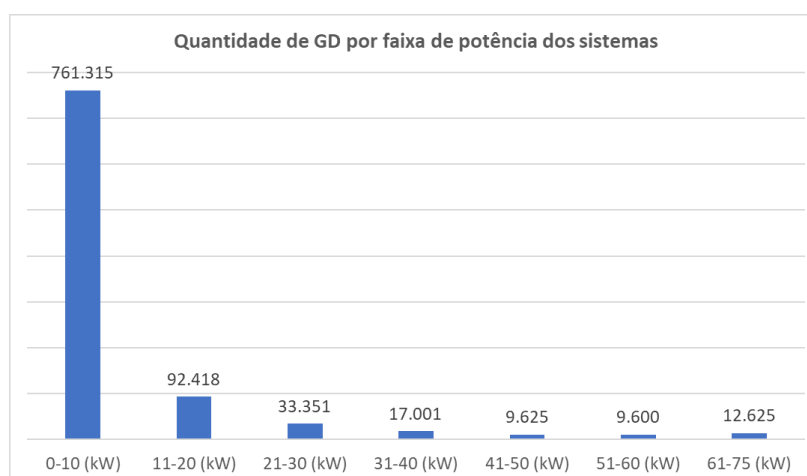


Figura 1 – Número de sistemas conectados na baixa tensão, por faixa de consumo.

200. A maior parte dos sistemas com potência instalada maior que 30 kW e menor ou igual a 75 kW está conectada na CEMIG (15%). A figura a seguir apresenta a relação do número de sistemas por distribuidora, considerando apenas as distribuidoras com mais de 500 sistemas de microgeração nessa faixa de potência (que representam 88% do total de sistemas na faixa em questão).

Pág. 39 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

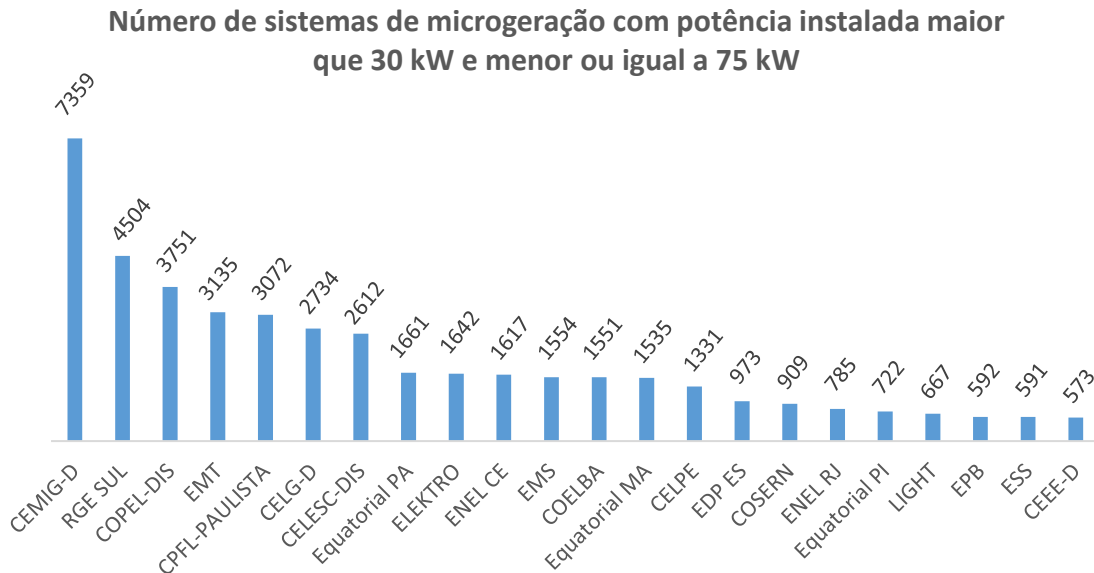


Figura 2 – Número de sistemas de microgeração com potência instalada maior que 30 kW e menor ou igual a 75 kW, por distribuidora (apenas distribuidoras com mais de 500 sistemas).

201. A aplicação da regra proposta a esses sistemas já instalados implicaria, portanto, na adequação dos respectivos medidores e na necessidade de contratação de demanda para fins de injeção (exigência também incluída na minuta de regulamento).

202. De modo a se ter uma visão quantitativa do pagamento pelo uso da rede para fins de injeção de energia, seguem alguns exemplos de aplicação da TUSDg da baixa tensão conforme proposta apresentada. Os cálculos consideram a média simples da TUSDg (TIPO 01) das distribuidoras, de R\$ 4,8/kW.

Exemplo 1:

Um consumidor com consumo médio mensal de 400 kWh e uma injeção média mensal de 500 kWh tem uma exportação líquida de 100 kWh. Assumindo-se um fator de capacidade de 15%, a demanda estimada associada à essa exportação líquida de energia é de 0,93 kW, resultando no pagamento de R\$ 4,46 no ciclo de faturamento em questão.

Exemplo 2:

Ao consumidor com demanda de injeção líquida de 75 kW, por sua vez (que representaria uma microgeração remota de 75 kW de capacidade instalada), haveria uma cobrança mensal de R\$ 360 referente ao uso da rede para fins de injeção de energia.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 40 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

III.16. Destinação dos excedentes e dos créditos de energia (arts. 12 e 13 da Lei nº 14.300/2022)

203. O art. 12 da Lei nº 14.300/2022 trata do rito a ser seguido para alocação do excedente de energia elétrica gerada em determinado ciclo de faturamento. Esse artigo não difere muito da proposta levada no fechamento da CP 25/2019, em termos de mérito.

204. Em linhas gerais, o art. 12 da Lei define que o excedente de energia elétrica será utilizado, primeiramente, para abater o consumo realizado na mesma unidade consumidora em diferentes postos tarifários. Posteriormente, o excedente de energia poderá ser transformado em créditos de energia, quando não utilizado no mesmo ciclo de faturamento, transferido para outra unidade consumidora do mesmo titular no ciclo de faturamento em que foi gerado, ou repassado a outros titulares integrantes do mesmo empreendimento de múltiplas unidades consumidoras ou da mesma geração compartilhada em que o excedente de energia foi gerado, no ciclo de faturamento em que foi gerado.

205. O §2º do art. 12 aborda o tratamento conferido a unidades consumidoras na modalidade de autoconsumo remoto. O texto atual da REN nº 482/2012 já se encontra condizente com o novo comando legal e, portanto, sugere-se manter o disposto no normativo da ANEEL.

206. Dando continuidade, o §3º do art. 12 da Lei define a maneira de considerar os componentes tarifários na alocação de créditos ou excedentes de energia em postos tarifários distintos em unidades consumidoras do Grupo A. O texto proposto define os componentes tarifários, para fins de simplificação do entendimento.

207. Por fim, o §4º do mesmo artigo determina o prazo máximo de trinta dias para que a distribuidora efetue a alteração dos percentuais ou da ordem de utilização do excedente de energia elétrica após a solicitação do titular da unidade consumidora. Entende-se que a efetiva alteração desses parâmetros deve ocorrer no ciclo de faturamento subsequente ao da solicitação pelo consumidor. Ou seja, a mudança ocorreria antes do prazo legal, embora o faturamento considerando os efeitos dessa mudança possa se dar em prazo superior.

208. O art. 13 da Lei nº 14.300/2022, por sua vez, trata da utilização dos créditos de energia elétrica. No caput, define-se o prazo máximo de validade e sua destinação caso não sejam utilizados. Como a regulamentação atual já está condizente com o novo dispositivo legal, sugere-se mantê-la na nova proposta normativa.

209. Os §§1º e 2º do art. 13 da Lei explicitam que os créditos são tratados em termos de kWh e disciplinam a ordem de utilização dos créditos. Novamente, esses conceitos já eram considerados na REN nº 428/2012 e foram explicitados na nova proposta de regulamentação.

210. Nos §§3º e 4º do art. 13 da Lei, a Lei traz o tratamento a ser dado a créditos existentes no encerramento da relação contratual do consumidor com a distribuidora. Os créditos pertencentes ao consumidor serão mantidos em nome do consumidor por até 60 meses após sua geração, para que

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 41 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

possam ser utilizados caso o titular celebre novo contrato com a distribuidora. Uma segunda opção trazida na Lei é a transferência desses créditos para uma outra unidade consumidora do mesmo titular, desde que ele faça a solicitação em até 30 (trinta) dias após o encerramento contratual.

211. Caso a solicitação de transferência não ocorra no prazo supracitado, a distribuidora deverá alocar os créditos em unidades consumidoras do mesmo titular, começando pela unidade de maior consumo, até compensar todos os créditos. Na proposta de regulamento, esses comandos são replicados.

212. Por último, o §5º do art. 13 da Lei expõe que, no caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidores ou de geração compartilhada, os créditos remanescentes existentes na unidade consumidora onde se encontra instalada a geração (unidade que fornece excedentes de energia para as demais) podem ser redistribuídos para as unidades que façam parte do mesmo empreendimento, desde que solicitado com antecedência mínima de 30 dias.

213. Cumpre destacar que a possibilidade de transferência de créditos entre pessoas distintas prevista na Lei não se confunde com comercialização de energia, tratada nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995. Mesmo na ocorrência da situação prevista no §5º do art. 13 da Lei nº 14.300/2022, propõe-se que a regulamentação explicita a vedação à comercialização de energia (por meio da troca de créditos). Por essa razão, mesmo na situação do §5º do art. 13 da Lei nº 14.300/2022, manter-se-ia a proibição de cessão dos créditos da unidade com geração para as unidades beneficiadas em troca de benefícios (pecuniários ou não), uma vez que isso caracteriza a comercialização de energia e afrontaria o disposto nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.

214. Adicionalmente, os créditos gerados e não distribuídos que permanecerem remanescentes ao término do contrato da unidade com geração devem ser exclusivamente destinados àqueles que faziam parte do empreendimento quando esses créditos foram gerados, conforme a proporção de divisão de créditos existentes nessa época. Isso porque os créditos têm um valor associado, e os beneficiários da central geradora são aqueles que participavam da modalidade na ocasião da criação desses créditos, e não aqueles que estavam presentes quando do encerramento contratual da unidade consumidora.

215. Caso contrário, haveria violação do direito daquele que participou do empreendimento no momento em que o crédito foi gerado e não utilizado que, embora tenha contribuído para a sua concepção, perderia o bônus simplesmente por ter deixado de fazer parte do empreendimento, em benefício de outrem.

216. Portanto, de modo a assegurar que os créditos de energia sejam destinados aos efetivos beneficiários da modalidade na ocasião em que foram gerados, propõe-se que a regulamentação estabeleça que os créditos remanescentes podem ser redistribuídos exclusivamente a eles, nos termos do §5º do art. 13 da Lei nº 14.300/2022.

217. Acrescenta-se a informação de que essa unidade consumidora receptora deve necessariamente constar do cadastro da distribuidora no momento do encerramento contratual da

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 42 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

unidade consumidora geradora, não podendo ser criada posteriormente para fins de recebimento dos créditos.

218. Ademais, julgou-se necessário acrescentar um parágrafo explicitando o destino dos créditos caso a alocação não seja solicitada pelo titular no tempo previsto na Lei.

219. As regras referentes à alocação de excedentes de energia e dos créditos de energia, na forma aqui proposta, constam das minutas do artigos 655-G, 655-H e 655-I da REN nº 1.000/2021.

III.17. Transferência de excedentes de energia entre Permissionária e Concessionárias (art. 15 da Lei nº 14.300/2022)

220. O art. 15 da Lei estabelece a possibilidade de micro ou minigerador atendido por permissionária enviar excedentes para unidades consumidoras atendidas por outra distribuidora, desde que seja a concessionária *“onde a permissionária esteja localizada”*.

221. Não há de se falar em critério geográfico, como pode sugerir a leitura literal do texto legal, uma vez que não há interseção de área de atuação entre distribuidoras. Verifica-se, portanto, que o texto legal buscou restringir a possibilidade de transferência de excedentes de energia entre distribuidoras, de modo que a permissionária e as concessionárias envolvidas na operação tenham uma ligação entre si.

222. Essa ligação é materializada na forma de conexão elétrica, que envolve a celebração de um CUSD em que a permissionária acessa a concessionária. Portanto, a regulamentação deve estabelecer que a unidade com geração atendida por permissionária pode enviar excedentes de energia para unidades consumidoras atendidas por qualquer concessionária com a qual a permissionária tenha um CUSD celebrado na condição de acessante. Evidentemente, caso haja alteração na condição de acessada da concessionária, a operação deixaria de ser possível em função da restrição trazida no art. 15 da Lei.

223. Alguns ajustes e definições devem ser estabelecidos para viabilizar a operação, conforme trazido na proposta de regulamento. Inicialmente, parte-se do princípio de que a participação da concessionária se resume a receber todas as informações necessárias para realizar a compensação nas unidades beneficiadas. Isso porque a concessionária é a responsável pelo faturamento dessas unidades, enquanto a permissionária é quem mantém o relacionamento com o micro ou minigerador que está cedendo os excedentes.

224. Nessa linha, o responsável pela unidade com micro ou minigeração deve informar à permissionária (a quem está conectado) a relação das unidades beneficiadas atendidas pela concessionária, bem como o percentual de excedente da geração a ser destinada a cada um.

225. Essas informações devem ser repassadas pela permissionária à concessionária, em prazo sugerido na minuta de norma. A partir do momento em que a concessionária tomar conhecimento dessa informação, passa a contar o prazo de alteração dos beneficiários.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 43 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

226. A cada ciclo de faturamento, a permissionária apura o excedente de energia da unidade com geração (nela conectada), e repassa esse valor para a concessionária fazer a compensação no faturamento das unidades beneficiadas.

227. Evidentemente, assiste à concessionária o direito de acessar o sistema de medição da unidade com geração (conectada na permissionária) para aquisição dos dados apurados, caso julgue necessário.

228. Ademais é importante estabelecer que os excedentes de energia de determinada unidade com geração sejam destinados a unidades localizadas em uma mesma distribuidora. Com isso, assegura-se o direito de a unidade com geração enviar excedentes para mais de uma unidade consumidora, desde que os beneficiados sejam atendidos por uma mesma distribuidora.

229. Do mesmo modo, é importante estabelecer que as unidades beneficiadas recebam excedentes de energia oriundos de centrais geradoras localizadas em uma mesma distribuidora. Isso não se confunde com a possibilidade de receber excedentes de energia de mais de uma unidade com geração, algo que continuaria possível desde que essas unidades com geração estejam localizadas na mesma distribuidora.

230. Portanto, a unidade com geração pode enviar excedentes de energia para consumidores atendidos por uma mesma distribuidora. E, de modo equivalente, as unidades consumidoras podem ser beneficiadas com excedentes de energia originados em unidades com geração atendidas por uma única distribuidora.

231. Por fim, em relação a eventuais custos tributários decorrentes da operação, é importante esclarecer na norma que eles devem ser arcados pelo interessado na operação, e não pelas distribuidoras envolvidas ou demais usuários da rede.

232. As regras apresentadas neste item foram inseridas na minuta do art. 655-J da REN nº 1.000/2021.

III.18. Sistema de Compensação (arts. 9, 10, 11, 17, 20, 26 e 27 da Lei nº 14.300/2022)

233. O art. 15 da REN nº 482/2012, incluído pela REN nº 687/2015, determinou a revisão das regras aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída tendo como núcleo central o funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). O processo de revisão, iniciado em 2018 e que levou à instauração da CP nº 025/2015, envolveu discussões diversas e aprofundadas com o público interessado sobre os custos e benefícios proporcionados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico, bem como os efeitos sobre as tarifas.

234. Na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 30/03/2021, as Superintendências envolvidas apresentaram a análise das contribuições recebidas na CP nº 25/2019 e

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 44 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

concluíram pela necessidade de revisão das regras, de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva de forma sustentada e saudável, sem alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade. Foi apresentada uma proposta que envolvia uma transição gradual da regra atual para as novas condições de valoração da energia injetada no momento da compensação, bem como a preservação, por um tempo, das condições atuais para o tratamento das centrais de MMGD já conectadas. Além disso, foram propostos outros aprimoramentos relacionados à gestão dos créditos de energia, à distribuição dos excedentes e às modalidades de participação no SCEE.

235. O processo regulatório no âmbito da ANEEL não chegou a ser concluído, mas observa-se que muitos dos princípios adotados foram reproduzidos na Lei nº 14.300/2022, com destaque para o reconhecimento em Lei (como nos arts. 22 e 25) de que o SCEE atualmente em vigor permite que custos de componentes tarifárias não associadas ao custo da energia não sejam pagos diretamente pelo consumidor participante, criando verdadeiro subsídio (política pública de incentivo) entre o “consumidor-gerador” e os demais usuários do sistema, inclusive aqueles que não participam do SCEE. Nesse sentido, a Lei expressamente determina as condições de custeio dessa Política Pública pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

236. Outros princípios adotados pela Lei foi o de preservação das regras atuais, por um tempo, para amortização dos investimentos realizados anteriormente à mudança de regra e a criação de um período de transição, de forma que mesmo novas conexões de minigeração e microgeração possam continuar tendo benefícios tarifários por um período antes do advento da regra definitiva.

237. A regra definitiva e essas medidas transitórias se refletem nos art. 17, 26 e 27 da Lei.

238. O artigo 17, em seu §1º, estabelece como regra definitiva que as unidades participantes do SCEE, após um período de transição, ficarão sujeitas à incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia sobre as grandezas elétricas compensadas.

239. Nesse dispositivo e nos parágrafos seguintes do art. 17, é feito um acréscimo determinando que os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de MMGD sejam abatidos no faturamento das unidades consumidoras participantes do SCEE, outorgando competência ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e à ANEEL para definição de diretrizes e cálculos para valoração desses benefícios, em uma janela temporal de 18 meses após a edição da Lei nº 14.300/2022.

240. Em razão desse prazo e da dependência da ANEEL de ações do CNPE, a regulamentação ora proposta não define a regra final completa, restando pendente a definição dos eventuais benefícios da MMGD. Contudo, isso não é um problema dado que todas as unidades participantes do SCEE, ao menos até 2029, estarão submetidas às regras transitórias criadas nos arts. 26 e 27 da Lei nº 14.300/2022, havendo tempo hábil para a complementação da regulamentação no momento oportuno.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 45 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

241. O art. 26 da Lei nº 14.300/2022 estabelece a regra de transição para as centrais de micro e minigeração existentes, que são aquelas já conectadas e as que tenham pedido de conexão protocolado em até 12 meses após a publicação da Lei, ou seja, até 7 de janeiro de 2023.

242. O período de transição estabelecido para as unidades nessa situação se estende até o ano de 2045, e a regra de faturamento da energia é, essencialmente, a que se encontra em vigor atualmente, na qual a energia injetada, os excedentes de energia e os créditos de energia acumulados em meses anteriores compensam na integralidade as componentes tarifárias da energia consumida (ressalvadas as eventuais diferenças de postos tarifários), de forma que a tarifa de fornecimento, em R\$/MWh, incide somente sobre o consumo líquido verificado no mês.

243. O critério temporal de elegibilidade ao art. 26 se aplica à unidade com MMGD instalada, porém, a regra se estende às unidades consumidoras beneficiadas pela energia oriunda desses empreendimentos, ainda que essas unidades tenham sido incluídas no SCEE em momento posterior.

244. Ainda para os empreendimentos enquadrados no art. 26, são previstas condições diferenciadas para o faturamento da demanda em unidades com minigeração faturadas pelo Grupo A, devendo-se considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição, se para consumir ou injetar energia.

245. Foram também previstas situações em que a unidade consumidora deve ser excluída desse “rol de unidades existentes”, como na parcela referente ao aumento de potência instalada, nos casos comprovados de irregularidade no sistema de medição, nos casos de encerramento da relação contratual e nos casos de atrasos na conexão, quando ocorridos após o marco de 12 meses após a publicação da Lei.

246. Dentro do escopo de aumento de potência instalada, foi incluída na proposta a necessidade de instalação de sistema de medição em separado e independente da geração existente, para assegurar a correta identificação da energia gerada e aplicação da regra de compensação estabelecida para cada situação.

247. Além disso, foi estendida a vedação de enquadramento na regra do art. 26 da Lei nº 14.300/2022 às unidades com sistemas de armazenamento instalados após o prazo de 12 meses da publicação da Lei, com base no entendimento de que os sistemas de armazenamento correspondem a uma forma de ampliação da capacidade do sistema de geração e que, no horizonte de aplicação da regra (até 2045), podem ocorrer alterações na estrutura tarifária e nos custos da tecnologia de armazenamento que se mostrem incompatíveis com a regra de compensação ora definida.

248. Portanto, em linhas gerais, a proposta de regulamentação apresentada para essas unidades “existentes” reproduz os comandos legais do art. 26 da Lei, adaptando, quando necessário, a nomenclatura das componentes tarifárias presentes no PRORET, com o fito de padronização da aplicação pelas distribuidoras.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 46 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

249. O art. 27 da Lei nº 14.300/2022 estabelece a regra de compensação para as unidades “novas” que, em suma, incluem as demais unidades consumidoras que não estão na regra de transição do art. 26. Para essas unidades consumidoras, é estabelecido um prazo de transição, até o final de 2028, durante o qual se aplica o pagamento parcial de componentes tarifárias sobre a energia elétrica compensada no SCEE, aplicando-se a regra definitiva de compensação (art. 17 da Lei) a partir de 2029.

250. Importante destacar que no caput do art. 27 há comando para que o faturamento considere a incidência de percentuais crescentes de três componentes tarifárias sobre a energia elétrica ativa compensada. Essas três componentes (remuneração dos ativos do serviço de distribuição, quota de reintegração regulatória dos ativos de distribuição e custo de operação e manutenção do serviço de distribuição) compõem a componente denominada TUSD Fio B, conforme descrito no Submódulo 7.1 do PRORET. Mas não há menção às demais componentes como a TUSD Fio A e TUSD Encargos etc.

251. Ou seja, o caput do art. 27 é claro ao definir que a TUSD Fio B deve ser faturada conforme os percentuais especificados sobre a energia compensada, mas não há a mesma clareza na definição do faturamento das demais componentes. Circunstância similar é verificada na regra presente no §1º do art. 27, para o caso de centrais de maior porte.

252. Como o art. 27 não define de forma clara o tratamento a ser dado às demais componentes tarifárias cujo percentual de incidência sobre a energia compensada não foi apresentado, a proposta em discussão mantém essa indefinição. Contudo, espera-se que as contribuições recebidas no processo de participação pública ajudem a elucidar a melhor interpretação ao art. 27 da Lei, de modo a garantir que o subsídio seja concedido somente quando houver previsão no texto legal.

253. Há uma regra subsidiária que amplia o término do período de transição para o ano de 2030, para as unidades consumidoras com pedido de conexão de MMGD realizado entre o 13º e o 18º mês após a publicação da Lei (e para as unidades beneficiárias da energia dessas centrais geradoras), ou seja, nos seis meses posteriores ao fechamento da janela temporal estabelecida para as unidades “existentes”.

254. Esse conjunto de unidades “novas” é subdividido pelo porte ou característica da central geradora, sendo a regra de compensação estabelecida estendida às unidades consumidoras beneficiadas pelos excedentes de energia oriundos da central geradora.

255. Unidades consumidoras que se utilizam, via SCEE, da energia gerada em MMGD de grande porte (em linhas gerais, centrais com potência instalada superior a 500 kW, salvo algumas exceções com base na característica da central – ex: se é fonte despachável, se é geração local etc.), já pagam desde o início da transição percentuais maiores dos custos de distribuição, transmissão e encargos, em valores fixos até 2028. Já as unidades beneficiárias da energia gerada em MMGD de pequeno porte pagam percentuais menores e até nulos de certos componentes tarifários, em valores que aumentam, gradativamente, até 2028. A figura a seguir resume as regras definidas em Lei para esses subgrupos.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 47 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

Sistemas de até 500kW (qualquer tipo), ou sistemas acima de 500kW de fontes despacháveis ou enquadrados como geração na própria carga, geração compartilhada ou em condomínio	Sistemas acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto
A partir de 2023: pagamento de 15% dos custos de distribuição	Até 2028: pagamento de 100% dos custos de distribuição, 40% dos custos de transmissão, e 100% dos encargos P&D, EE, e TFSEE.
A partir de 2024: pagamento de 30% dos custos de distribuição	
A partir de 2025: pagamento de 45% dos custos de distribuição	
A partir de 2026: pagamento de 60% dos custos de distribuição	
A partir de 2027: A partir de 2027: pagamento de 75% dos custos de distribuição	
A partir de 2028: pagamento de 90% dos custos de distribuição	
A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)	A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)

256. Ressalta-se que, da mesma forma que feito no custo de disponibilidade, devem ser utilizadas as tarifas de aplicação das funções de custo da TUSD e TE e seus componentes tarifários, pois se trata de faturamento.

257. Na regulamentação do art. 27 da Lei nº 14.300/2022 foram reproduzidos os comandos legais da Lei, adaptando, quando necessário, a nomenclatura das componentes tarifárias presentes no PRORET, com o fito de padronização da aplicação pelas distribuidoras.

258. Para abarcar as regras de compensação, está se propondo a criação de um novo Capítulo na REN nº 1.000/2021 (Capítulo XI), localizado na segunda Parte, com a revogação da REN nº 482/2012. As regras de compensação foram materializadas nos artigos 655-K, 655-L e 655-M da REN nº 1.000/2021. No referido Capítulo constam reunidas outras disposições válidas especificamente para o SCEE, como condições de adesão e permanência, conexão, medição e aspectos gerais do faturamento das unidades consumidoras participantes.

259. Na presente Nota Técnica foram abordados os dispositivos que se relacionam com as inovações trazidas pela Lei nº 14.300/2022. Demais dispositivos propostos na REN nº 1.000/2021 tratam, essencialmente, da reprodução dos dispositivos ainda válidos da REN nº 482/2012 que não contrariam as disposições previstas na Lei, com eventuais aprimoramentos obtidos nos documentos resultantes da CP nº 25/2019.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055

Pág. 48 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

III.19. Procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras em casos de descumprimento de dispositivos normativos

260. Conforme já comentado anteriormente, buscou-se inserir dispositivos no novo regulamento que contribuam para coibir o desvirtuamento no uso de benefícios legais direcionados a públicos específicos. Isso ocorre porque, além de desrespeitar comandos legais, o usufruto de benefícios por público indistinto gera maiores custos aos demais usuários, implicando em majoração de subsídios.

261. Deve-se ter em mente que o usufruto dos benefícios trazidos pela Lei nº 14.300/2022 por alguns consumidores implicará em aumentos tarifários aos demais usuários. Por isso, deve-se ter atenção para que os subsídios legalmente estabelecidos sejam concedidos apenas àqueles eleitos pela Lei para usufruí-los.

262. Quando determinado usuário tem acesso a benefício ao qual não tem direito, de forma consciente ou não, ele estará onerando as tarifas de todos os usuários de forma indevida. Por isso, além de criar mecanismos que mitiguem usufruto irregular dos subsídios, há de se estabelecer formas para que os valores indevidamente recebidos na forma de benefícios legais sejam devolvidos para não prejudicar os demais usuários.

263. Em função disso, com vistas a mitigar o impacto aos demais usuários de um comportamento desconforme de um consumidor, o novo regulamento deve dispor sobre os procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras nessas situações.

264. Sobre esse ponto, na Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL e seus anexos as áreas técnicas apresentaram proposta de procedimento a ser adotado pelas distribuidoras nos casos de descumprimento à vedação de divisão de centrais elétricas para se enquadrar nos limites de micro e minigeração distribuída. A proposta consistia em negar acesso ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos casos de empreendimentos ainda não conectados. Nos casos de empreendimentos já conectados, propôs-se a interrupção imediata da aplicação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica às unidades consumidoras beneficiadas por esse sistema e o refaturamento dessas unidades desde o início da irregularidade, desconsiderando qualquer montante injetado ou crédito utilizado.

265. Portanto, o usufruto de benefícios por um consumidor em virtude de descumprimento de dispositivos normativos significa utilização irregular do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A qualquer tempo que essa situação for identificada e caracterizada, a distribuidora deve considerar que não deveria ter sido autorizada a utilização do sistema de compensação desde o início da desconformidade, retroagindo efeitos sempre que necessário e dentro dos limites estabelecidos na regulamentação.

266. Tendo em vista que a proposta das áreas técnicas é fruto do amadurecimento do tema na ANEEL e do amplo debate com a sociedade no âmbito da CP nº 25/2019, entende-se que ela deve ser mantida. Mais ainda, propõe-se que ela seja aplicável a outros casos de descumprimento de dispositivos

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 49 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

normativos que permitam o usufruto de benefícios associados ao SCEE de forma irregular por responsabilidade dos interessados, a exemplo da comercialização de orçamento de conexão, comercialização de excedentes ou créditos de energia e enquadramentos indevidos no SCEE, de forma geral. A regra em questão foi inserida na minuta no art. 655-F da REN nº 1.000/2021.

III.20. Programa de Energia Renovável Social (PERS)

267. Esse capítulo trata das disposições específicas do Programa de Energia Renovável Social (PERS) e sua forma de apresentação pelas empresas distribuidoras.

268. O Programa de Eficiência Energética das distribuidoras prevê, entre as ações elegíveis, a implantação de geração por fontes incentivadas, definida nos termos da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, possível de ser aplicada a diferentes tipologias de consumidor. Para a seleção de projetos em qualquer tipologia, com exceção dos projetos educacionais, gestão energética e baixa renda, as distribuidoras devem realizar anualmente chamada pública observando os critérios e diretrizes estabelecidos pela ANEEL para recebimento de propostas e posterior contratação dos serviços.

269. Porém, nos termos do regulamento vigente, quando a geração é voltada a unidades consumidoras da subclasse Residencial Baixa Renda, não há exigência nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE para que o recurso seja aplicado mediante realização de chamada pública concorrencial, havendo autonomia da distribuidora para proposição mediante implantação direta ou subcontratação.

270. Tampouco há previsão regulatória que verse sobre a realização de chamada pública de credenciamento para tal fim, uma vez que a fase de habilitação técnica do proponente ou executor se insere nos critérios pré-definidos na chamada pública de projetos – CPP, além de ser contemplado na classificação das propostas como critério de qualificação da executora e do projeto submetido em chamada.

271. Portanto, para a adequação do PROPEE às exigências impostas pelo Art. 36 da Lei No 14.300/2021, sugere-se incorporar o item 14 e alterar o item 2.1 – Seção 4.1 do Módulo 4, que trata sobre as tipologias de projetos, bem como inserir o item 2.3 da Seção 3.2 do Módulo 3 que trata das condições aplicáveis ao processo de chamada pública. Tais ajustes se referem à inserção da tipologia Baixa Renda (PERS) aliada à necessidade de se realizar anualmente uma chamada específica para credenciamento, seguida de uma chamada concorrencial para contratação dos serviços de instalação de geração por fontes incentivadas voltada a consumidoras de Baixa Renda no âmbito do PERS.

272. Considerando que o público alvo a ser atendido com as ações de geração distribuída renovável no âmbito do PERS é voltado aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, mais restritiva em comparação aos consumidores elegíveis na tipologia Baixa Renda prevista no PROPEE, sugere-se incorporar ao regulamento tipologia específica para atendimento ao PERS.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 50 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

273. Assim, para efeitos de proposição e cadastro na ANEEL, os projetos da tipologia Baixa Renda (PERS) devem ser elaborados pela distribuidora em conformidade com o plano de trabalho submetido ao MME. Adicionalmente, projetos dessa tipologia comportariam as ações de eficiência energética previstas da tipologia de Baixa Renda existente, com escopo semelhante, porém delimitando sua abrangência ao público beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE.

274. Vale lembrar que, mesmo havendo a obrigação regulatória para a distribuidora aplicar, pelo menos, 50% do investimento compulsório nas duas classes com maior participação em seu mercado, a Lei No 14.300 não impõe valor ou percentual mínimo a ser destinado ao custeio do PERS. Assim, a regulamentação proposta visa manter a discricionariedade da distribuidora na destinação dos recursos para o custeio do PERS.

275. Nesse sentido, para efeito do cumprimento da obrigação regulatória descrita no parágrafo anterior, a alocação de recursos do PEE ao PERS, assim como os demais projetos da tipologia Baixa Renda, também seria contabilizada como investimento aplicado na classe de consumo residencial.

276. A diferenciação dos projetos do PERS em relação aos demais projetos da tipologia Baixa Renda, além do público-alvo, predomina na forma de contratação das ações de geração renovável, objeto do programa recém-criado. Diferente das CPP, em que a distribuidora disponibiliza um recurso para recebimento de projetos, a nova modalidade requer duas novas modalidades específicas de chamada. A primeira deve ser priorizada à habilitação e credenciamento de empresas especializadas, seguida de uma chamada para recebimento de propostas de serviço para realização das ações pré-definidas pela distribuidora.

277. Como a regulamentação da lei se restringe às ações de geração distribuída renovável, a contratação das demais ações de eficiência energética viáveis e necessárias para atender aos requisitos técnicos do PROPEE poderiam ser contratadas nos mesmos termos em que são submetidos os projetos da tipologia Baixa Renda.

278. Seguindo as especificações técnicas do PROPEE, deve-se priorizar a contratação da(s) proposta(s) de melhor qualidade e preço a partir dos critérios estabelecidos pela distribuidora nos termos do edital da chamada, observando, quando aplicável, as recomendações técnicas definidas no Guia Para Elaboração de Chamadas Públicas de Projetos para as distribuidoras.

279. Não havendo propostas habilitadas e suficientes para a execução dos serviços propostos pela distribuidora, pode-se sugerir o mesmo tratamento adotado às demais CPPs, o qual passaria à condição de discricionariedade da distribuidora para contratação direta, observando os requisitos legais e regulatórios exigidos.

280. Para fins de verificação e acompanhamento dos projetos cadastrados na ANEEL e dos recursos aplicados no PERS provenientes do PEE e demais fontes, sugere-se que os demais recursos alheios ao programa de eficiência energética sejam discriminados de forma desagregada por fonte de

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 51 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

recursos, caracterizados no projeto como contrapartida financeira, conforme definido na planilha de detalhamento dos custos por categoria contábil e origem dos recursos, exemplificada na tabela 19 do PROPEE.

281. Em relação ao plano plurianual de trabalho a ser enviado pelo MME, sugere-se exigir o envio, podendo ser atualizadas anualmente as metas de instalações dos sistemas, as justificativas para classificação das unidades consumidoras beneficiadas e a redução do subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos consumidores participantes.

282. Feitas as adaptações necessárias no regulamento vigente que trata do PEE para viabilizar a destinação de recursos financeiros ao PERS, a proposição, execução, prestação de contas, fiscalização e demais disposições ficam regulamentados de acordo com as especificações técnicas do PROPEE.

III.21. Das alterações promovidas pelos art. 21 e 24 da Lei nº 14.300/2022

283. A Lei nº 14.300/2022 aborda dois temas presentes em seus arts. 21 e 24. O primeiro se refere à sobrecontratação involuntária decorrente da MMGD e segundo trata da comercialização do excedente de energia de detentores de MMGD para as distribuidoras, via cadastramento e chamada pública. Tais questões são mais atinentes aos comandos hoje estabelecidos na Resolução Normativa – REN nº 1009, de 22 de março de 2022, que estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre.

284. Dessa forma, foi entendido mais adequado tratar essas questões em um processo específico, conduzido pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, haja vista que possuem um escopo diferente do tratado nesta Nota Técnica. Nesse contexto, a SRM instaurou o Processo nº 48500.004292/2022-69²⁴, o qual foi distribuído à relatoria do Diretor Hélio Neves Guerra, em 2 de maio de 2022.

III.22. Das alterações promovidas pela Lei nº 14.120/2021

285. Entre outras alterações, o Art. 1º da Lei nº 14.120/2021²⁵ inseriu o Inciso VI e o § 3º no Art. 1º da Lei nº 9.991/2000²⁶ com as seguintes redações:

“Art. 1º

[...]

²⁴ Consulta processual disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico/consulta-processual.

²⁵ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2021/lei/l14120.htm.

²⁶ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9991.htm.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 52 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

VI - as concessionárias e as permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão aplicar recursos de eficiência energética para instalar sistemas de **geração de energia renovável** em edificações utilizadas pela administração pública, quando tecnicamente viável e previamente autorizado pelo ente proprietário do prédio, com o objetivo de atender ao disposto no inciso V deste caput;

[...]

§ 3º A energia elétrica gerada pelo sistema renovável a que se refere o inciso VI do caput deste artigo será destinada ao atendimento das necessidades do órgão da administração pública instalado na edificação, e **eventual excedente** de energia elétrica deverá ser utilizado para fim de abastecimento, sem ônus, de unidade consumidora que atenda às condições estabelecidas nos incisos I ou II do caput do art. 2º da Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.” (Grifo Nosso)

286. Esses dispositivos apresentam condicionantes para que as distribuidoras possam aplicar recursos do programa de eficiência energética na instalação de sistemas de geração de energia renovável em edificações utilizadas pela administração pública, e determinam que eventual excedente dessa geração seja utilizado para abastecer, sem ônus, unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda.

287. Em outras palavras, as alterações legislativas possibilitam a aplicação de recursos de eficiência energética para instalação de sistemas de geração distribuída em edificações da administração pública, que passará a participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE estabelecido na REN nº 482/2012.

288. Ao final do ciclo, caso o montante de energia injetado ultrapasse a energia consumida pela unidade consumidora, o excedente deverá ser destinado a unidades consumidoras classificadas como baixa renda. Logo, ao invés de acumular créditos para uso em período subsequente, a nova Lei determinou que eles fossem direcionados para as unidades de baixa renda.

289. A Resolução Normativa nº 556, de 18 de junho de 2013, aprovou os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE e introduziu entre as ações realizadas no âmbito do Programa as diretrizes para projetos de eficiência energética com adição de geração proveniente de fonte incentivada de energia elétrica. Entende-se como geração a partir de fonte incentivada a geração de energia elétrica definida na Resolução Normativa nº 482/2012.

290. Considerando os princípios que norteiam o PEE e sua regulamentação vigente, o objetivo da geração de energia elétrica financiada com recursos do programa é de reduzir o consumo e a demanda da unidade consumidora atendida pelo projeto de eficiência energética e, no limite, suprir a totalidade do consumo da instalação. Além disso, como os projetos são pautados por uma análise de viabilidade econômica com limites da relação custo-benefício, a capacidade de geração projetada deve ser compatível com a carga do consumidor na qual a geração foi instalada.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 53 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

291. Destaca-se do texto emanado do legislador que não houve alteração desses princípios, e, assim, por definição de eficiência energética, os sistemas de geração renovável a serem instalados nas edificações utilizadas pela administração pública devem ser dimensionadas de modo a garantir o próprio suprimento energético. Fugiria ao escopo de um programa de eficiência energética – e, portanto, da Lei ora analisada – a construção de sistemas superdimensionados com o intuito de gerar excedentes além da necessidade da edificação, com vistas a gerar sobras a serem aproveitadas pelas unidades de baixa renda.

292. Desse modo, a Lei visa apenas destinar eventuais sobras decorrentes de excessos de geração observados em cada ciclo de faturamento, e não promover a implantação de geração distribuída em prédios públicos de forma irrestrita.

293. Corroborando com esse entendimento o texto do § 3º, segundo o qual a energia gerada por esses sistemas deve ser utilizada para atender as necessidades do órgão e que apenas “eventual excedente” deve ser direcionado para o abastecimento de unidades consumidoras de baixa renda.

294. Nesse sentido, não se vislumbra necessidade de alteração do que dispõe o item 3.3 da seção 6.0 do Módulo 6 do PROPEE.

295. Outro aspecto importante que emerge do texto adotado pelo legislador diz respeito ao tipo de sistema de geração que pode ser instalada com recursos dos programas de eficiência energética das distribuidoras. Percebe-se que o legislador delimitou esses sistemas àqueles baseados em energia renovável.

296. Dessa forma, também não se vislumbra necessidade de alterações no item 3.1 da seção 6.0 do Módulo 6 do PROPEE, que delimita a geração que pode ser instalada com recurso de eficiência energética às fontes abrangidas pela REN nº 482/2012, mantidas na Lei nº 14.300/2022.

297. Com efeito, a Lei nº 14.300/2022 define micro e minigeração distribuída como central geradora que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica. Portanto, há aderência entre os sistemas de geração tratados no art. 1º da Lei nº 9.991/2000, alterado pela Lei nº 14.120/2021, e as disposições da nova Lei.

298. Assim, para regulamentação do art. 1º da Lei nº 14.120/2021 é necessário criar a modalidade que permita a adesão de unidades consumidoras de baixa renda ao sistema de compensação de energia elétrica para recepcionar o excedente proveniente das edificações tratadas na Lei.

299. O art. 9º da Lei nº 14.300/2022 restringe a utilização de excedente de energia em unidades consumidoras enquadradas em alguma das modalidades previstas na Lei. Logo, a regulamentação desse dispositivo, proposta na minuta do art. 655-G, foi ampliada para permitir a alocação de excedente gerado por sistemas instalados em edificações utilizadas pela administração pública para unidades consumidoras de baixa renda.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 54 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

300. Adicionalmente, entende-se que a escolha das unidades consumidoras beneficiárias do excedente deve contar com a participação da distribuidora responsável pelo recurso. Além disso, por se tratar de ação executada no âmbito de projetos de eficiência energética, entende-se que os critérios para essa escolha devem considerar as unidades consumidoras da subclasse Baixa Renda aonde já foram ou estão sendo implementadas ações de eficiência energética.

301. Com isso, sugere-se a inserção de dispositivo para normatizar a situação em que o titular da unidade consumidora e a distribuidora escolherão as unidades consumidoras de baixa renda que receberão o excedente de energia gerado por sistemas instalados em edificação utilizada pela administração pública com recursos de eficiência energética.

302. Adicionalmente, deve-se deixar claro que os sistemas instalados em edificações utilizadas pela administração pública com recursos de eficiência energética anteriormente à publicação dessa lei não estão sujeitos às suas disposições e devem atender apenas as condições estabelecidas no PROPEE vigentes à época. Assim, sugere-se a inclusão de dispositivo abordando esse ponto.

III.23. Custeio do subsídio pela CDE e divulgação de custos e benefícios (arts. 22, 25 e 32 da Lei nº 14.300/2022)

303. As propostas aqui endereçadas, tratadas pelo mesmo relator da CP 25/2019, abordam questões imediatas colocadas pela Lei 14.300/2022, que entrou em vigor na data de sua publicação.

304. Há outras questões que ainda serão endereçadas, e seus efeitos práticos serão percebidos a partir de 12 meses da data de publicação da Lei.

305. Será necessário regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos em virtude do custeio dos componentes tarifários não remunerados pelo consumidor-gerador de que trata a Lei 14.300/2022.

306. Destaca-se também a necessidade de revisão de alguns submódulos do PRORET:

- Submódulo 7.1: criação de novo componente tarifário de CDE que seja arcado apenas pelos consumidores cativos, de acordo com o exposto na Lei;
- Submódulo 5.2: consideração dos impactos da Lei sobre os procedimentos relacionados à CDE;
- Submódulo 7.3: adequação da consideração desse benefício tarifário na construção das tarifas;
- Submódulo 10.6: adequação de novas informações a serem encaminhadas pelas concessionárias e permissionárias

307. De forma a adequar os cálculos tarifários, ainda serão elucidadas quais as novas informações que devem ser disponibilizadas pelas concessionárias e permissionárias sobre seu mercado

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 55 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

faturado de “consumidores-geradores”. Assim, a Resolução Normativa 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, poderá ser adequada para consideração da necessidade dessas novas informações.

308. As questões anteriormente levantadas serão trabalhadas e trazidas à consulta da sociedade em oportunidade próxima, de forma a estarem efetivas no prazo estabelecido pela Lei.

309. Outro ponto que não consta endereçado nesta Nota Técnica diz respeito aos procedimentos para divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da microgeração e minigeração distribuída, conforme previsto no art. 32 da Lei 14.300/2022.

310. Tendo em vista que a metodologia para quantificação dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída ao setor elétrico depende das diretrizes a serem emitidas pelo CNPE e das regras a serem estabelecidas pela ANEEL, os procedimentos para divulgação desses valores serão tratados posteriormente, no prazo de até 18 meses da data de publicação da Lei.

III.24. Forma da Regulamentação

311. As Resoluções Normativas nº 956/2021 e 1.000/2021 consolidaram as regras e os procedimentos de distribuição, em cumprimento ao disposto no Decreto nº 10.139/2019.

312. O art. 19 do Decreto nº 10.139/2019 obriga a manutenção da consolidação normativa, conforme transcrito a seguir:

“Art. 19. É obrigatória a manutenção da consolidação normativa por meio da:

I - realização de alteração na norma consolidada cada vez que novo ato com temática aderente a ela for editado; e [...]”

313. Nesse sentido, avalia-se que a Lei nº 14.300/2022 dispões sobre temática aderente às regras e procedimentos de distribuição, de modo que a proposta prevê a regulação do novo marco legal por meio do aprimoramento e alterações do texto das Resoluções Normativas nº 956/2021 e 1.000/2021, bem como a revogação da Resolução Normativa nº 482/2012.

314. Assim, atualiza-se a proposta da CP nº 25/2019, que previa a alteração e manutenção da Resolução Normativa nº 482/2012. Pela nova proposta, as disposições gerais relacionadas à microgeração e minigeração distribuída seriam alocadas nos capítulos e módulos das Resoluções Normativas nº 956/2021 e 1.000/2021, que já tratam de temas semelhantes aplicáveis a todos os usuários do sistema de distribuição. Quanto aos temas específicos relacionados ao sistema de compensação, sugere-se a criação de um Capítulo ao final da Segunda Parte da REN 1.000/2021.

315. O Anexo 1 desta Nota Técnica apresenta a minuta de Resolução Normativa que altera as Resoluções Normativas nº 956/2021 e 1.000/2021.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 56 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

316. Em virtude das alterações promovidas, foi necessário homologar informações e formulários, para utilização em solicitações de novos orçamentos de conexão, cálculo do investimento para fins do aporte de garantia de fiel cumprimento, bem como para o faturamento das unidades consumidoras com microgeração e minigeração. O Anexo 2 apresenta minuta de Resolução Homologatória, que dispõe sobre esses temas.

III.25. Encaminhamentos para a abertura da Consulta Pública

317. Importante destacar que a diferença desta proposta em relação às propostas anteriormente apresentadas pelas Superintendências na Nota Técnica nº 030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL e na Nota Técnica nº 084/2021/SRD/SPE/ANEEL correspondem, essencialmente, à necessidade de disciplinar direitos ou obrigações definidos em normas hierarquicamente superiores, no caso as Leis nº 14.120/2021 e 14.300/2022, que não permitem, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias.

318. Fora desse escopo, as alternativas regulatórias remanescentes para a ANEEL são residuais e de baixo impacto, considerando a limitação dos efeitos para as partes envolvidas e, em muitos casos, a aplicação sobre um pequeno número de usuários. Além disso, a proposta inclui a atualização e revogação de normas, visando a consolidação dos dispositivos na REN nº 1.000/2021, sem alteração de mérito.

319. Nessas condições, a proposta ora apresentada se enquadra nas situações de dispensa da obrigação de realização da Análise de Impacto Regulatório – AIR, nos termos do inciso III do art. 6º e dos incisos II, III e IV do art. 7º da Norma de Organização nº 040/2013, aprovada pela Resolução Normativa nº 941/2021. Portanto, recomenda-se à Diretoria que, na deliberação da abertura da Consulta Pública, aprove a dispensa de AIR para a presente proposta de regulamentação.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

320. Fundamentam esta Nota Técnica os seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021;
- Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Resolução CNPE nº 15, de 9 de dezembro de 2020;
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015;
- Resolução Normativa ANEEL nº 789, de 17 de outubro de 2017;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 57 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

V. DA CONCLUSÃO

321. Conclui-se pela necessidade de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, conforme já previsto desde 2015 (art. 15 da REN nº 482/2012), de modo a adequar a regulamentação vigente ao marco regulatório instituído pela Lei nº 14.300/2022, conforme determinado em seu art. 30, sem prejuízo da consideração, no que couber, das discussões ocorridas na CP nº 025/2019.

322. Em respeito ao previsto na Lei nº 13.848/2019, a proposta de regulamentação deve ser submetida à Consulta Pública, pelo prazo de 45 dias, com dispensa de AIR.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

323. Recomenda-se a abertura de Consulta Pública pelo período de 45 dias para obtenção de subsídios e informações adicionais para aprimoramento das minutas de Resolução constantes dos Anexos 1 e 2, com vistas à adequação da regulamentação vigente ao marco regulatório instituído pela Lei nº 14.300/2022, sem prejuízo da consideração, no que couber, das discussões ocorridas na CP nº 025/2019.

(Assinado digitalmente)

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
Especialista em Regulação – SRD

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

AILSON DE SOUZA BARBOSA
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

RENATA CAMPELLO SCOTTI
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

LEONARDO MÁRIO CAVALCANTI GÓES
Analista Administrativo – SRD

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA
Especialista em Regulação – SRM

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 58 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

(Assinado digitalmente)
FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
DIEGO LUÍS BRANCHER
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
CARLOS EDUARDO FIRMEZA
Especialista em Regulação – SPE

(Assinado digitalmente)
GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)
JHONATHAN MORAIS DE CARVALHO
Especialista em Regulação – SMA

(Assinado digitalmente)
MARCOS BRAGATTO
Especialista em Regulação – SMA

(Assinado digitalmente)
RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto – SCG

De acordo:

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(Assinado digitalmente)
ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 08F40C6A00696055



Pág. 59 da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022.

(Assinado digitalmente)

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ RUELLI
Superintendente de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública

(Assinado digitalmente)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Documento assinado digitalmente por **Carlos Eduardo Cabral Carvalho**, em 14/06/2022 às 18:46; **Carlos Eduardo Barreira Firmeza de Brito**, Coordenador(a) de Gestão do Programa de Eficiência Energética, em 14/06/2022 às 18:30; **Marcos Bragatto**, Coordenador(a) de Canais de Relacionamento, Engajamento da Sociedade e Educação, em 14/06/2022 às 17:50; **Renata Campello Scotti**, Especialista em Regulação, em 14/06/2022 às 17:46; **Robson Kuhn Yatsu**, Coordenador(a) Das Atividades de Estrutura Tarifária e Mercado, em 14/06/2022 às 17:41; **Paulo Luciano de Carvalho**, Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, em 14/06/2022 às 17:34; **Leonardo Mario Cavalcanti Goes**, Analista Administrativo, em 14/06/2022 às 17:10; **Gabriel de Jesus Azevedo Barja**, Coordenador(a) de Núcleo de Projetos Referentes a Sistemas Isolados e Geração Distribuída, em 14/06/2022 às 17:06; **Carlos Eduardo Guimaraes de Lima**, Coordenador(a) de Projeto, em 14/06/2022 às 16:12; **Alessandro d Afonseca Cantarino**, em 14/06/2022 às 16:08; **Diego Luis Brancher**, Especialista em Regulação, em 14/06/2022 às 15:53; **Andre Ruelli**, Superintendente de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública, em 14/06/2022 às 15:51; **Ailson de Souza Barbosa**, Especialista em Regulação, em 14/06/2022 às 14:36; **Carlos Alberto Calixto Mattar**, Superintendente de Regulação Dos Serviços de Distribuição, em 14/06/2022 às 14:33; **Renato Marques Batista**, Superintendente Adjunto(a) de de Concessões e Autorizações de Geração, em 14/06/2022 às 14:31; **Julio Cesar Rezende Ferraz**, Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado, em 14/06/2022 às 14:30; **Flavia Lis Pederneiras**, Coordenador(a) de Projeto, em 14/06/2022 às 14:25; **Davi Rabelo Viana Leite**, Coordenador(a) de Redes e Serviços Comerciais, em 14/06/2022 às 14:20; **Davi Antunes Lima**, em 14/06/2022 às 14:04; **Carlos Marcel Ferreira da Silva**, em 14/06/2022 às 14:04; **Livia Maria de Rezende Raggi**, Especialista em Regulação, em 14/06/2022 às 13:59; **Marcos Venicius Leite Vasconcelos**, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes e Serviços Comerciais, em 14/06/2022 às 13:57

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE

Aprimora as regras para a conexão e faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51, resolve:

Art. 1º Esta Resolução aprimora as regras para a conexão e faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências.

Art. 2º A Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º.....

.....

I-A - autoconsumo remoto: modalidade de participação no SCEE caracterizada por:

a) unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial;

b) que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que recebem excedentes de energia; e

c) atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

.....

IV-A - central geradora de fonte despachável: central geradora que pode ser despachada por meio de um controlador local ou remoto, com as seguintes características:

a) hidrelétrica de até 5 MW de potência instalada, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia;

b) termelétrica de até 5 MW de potência instalada e classificadas como cogeração qualificada, à biomassa ou biogás; ou

c) fotovoltaica de até 3 MW de potência instalada, que apresentem capacidade de modulação de geração por meio de armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal das unidades de geração fotovoltaicas, nos termos do art. 655-B;

.....
 X-A - crédito de energia: excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado e que não tenha sido objeto de compra pela distribuidora na forma prevista no art. 24 da Lei nº 14.300/2022;

.....
 XIV-A - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída: conjunto de unidades consumidoras caracterizado por:

a) localização das unidades consumidoras em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

b) conexão da microgeração ou minigeração distribuída na unidade consumidora de atendimento das áreas comuns, distinta das demais, com a utilização da energia elétrica de forma independente; e

c) responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento pela unidade consumidora em que se conecta a microgeração ou minigeração distribuída;

.....
 XVI-A - energia compensada: soma da energia elétrica ativa injetada, do excedente de energia e do crédito de energia utilizados no faturamento de unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, limitada ao montante de energia consumida da rede no ciclo de faturamento.

.....
 XVII-A - excedente de energia: diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, em que o excedente de energia pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela central geradora, a critério do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

.....
 XXII-A - geração compartilhada: modalidade de participação no SCEE caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício, ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

.....

XXIX-A - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XXIX-B - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 235, de 2006, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:

- a) 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis;
- b) 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis; ou
- c) 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

.....
XLV-A - Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE: sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.”

“Art. 21.....
.....

IV - pagar a participação financeira e, no caso de unidade consumidora com minigeração distribuída, os custos de adequação do sistema de medição, por meio de boleto, código de pagamento de resposta rápida alternativo (QR Code ou outro), endereço digital ou equivalente;
.....” (NR)

Art. 23.....
.....

§ 1º Unidade consumidora com carga e/ou geração maior que 50 kW e menor ou igual a 75 kW pode ser enquadrada no Grupo A, desde que tenha potencial de prejudicar a qualidade do serviço prestado a outros consumidores e demais usuários, e seja justificado no estudo da distribuidora.
.....” (NR)

“Art. 31. A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à máxima potência instalada definida nos incisos XXIX-A e XXIX-B do art. 2º e à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.
.....” (NR)

“Art. 64.....

.....

§ 5º A distribuidora deve elaborar um único orçamento de conexão para a conexão de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, contemplando de forma conjunta a conexão da carga e da geração.”

“Art. 67.....

§ 2º.....

II - devem ser informados os dados de segurança das barragens no caso do uso de sistemas com fontes hídricas, em cumprimento à Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, conforme procedimento descrito na página da ANEEL na internet;

III - a solicitação deve ser realizada por meio do formulário padronizado pela ANEEL e do formulário com as informações sobre a central geradora, disponível na página da ANEEL na internet, conforme o tipo de geração, acompanhada dos documentos e informações pertinentes a cada caso, não sendo permitido à distribuidora solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários ou nesta Resolução;

IV - deve ser apresentada declaração pelo consumidor de ciência quanto à necessidade de atendimento às disposições:

- a) do art. 29 desta Resolução, inclusive nas instalações internas da unidade consumidora; e
- b) do art. 8º da Lei 9.074, de 1995, ou legislação que lhe suceder.

V - deve ser apresentada pelo consumidor a garantia de fiel cumprimento, nos termos do art. 655-C.

.....” (NR)

“Art. 69.....

IV.....

- a) as responsabilidades do consumidor e demais usuários;
- b) no caso de opção pelo ACL, a documentação e as informações requeridas nos Procedimentos de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que devem ser entregues; e

c) no caso de unidade consumidora com minigeração distribuída, os custos de adequação do sistema de medição e meios para pagamento, conforme art. 228.

.....” (NR)

“Art. 82.....

.....

§ 1º Caso a solicitação do consumidor de conexão ou de aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência na subestação de

distribuição, violação dos limites adequados de tensão em regime permanente ou violação de limite térmico dos condutores, a distribuidora deve oferecer pelo menos uma das seguintes alternativas ao consumidor:

I - conexão em nível de tensão diferente do previsto no inciso I do **caput** do art. 23, apresentando quais seriam as alternativas;

II - redução da máxima potência injetável pelo consumidor;

III - limitação ou interrupção da injeção de potência em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica, no caso de minigeração distribuída;

IV - alteração do ponto de conexão, no caso de minigeração distribuída nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada; ou

V - uso de funcionalidades nos dispositivos de interface com a rede que garantam que os impactos decorrentes da geração não acarretem as situações previstas no **caput** do §1º.

§ 2º A distribuidora pode exigir a instalação, pelo consumidor, dos dispositivos necessários para aplicação das alternativas listadas no §1º.

§ 3º Na aplicação do § 1º, a distribuidora deve disponibilizar os estudos que fundamentaram a sua avaliação no orçamento.

“Art. 83.....

§ 4º A devolução dos contratos assinados e o pagamento da participação financeira e, no caso de minigeração distribuída, dos custos de adequação no sistema de medição, caracterizam a aprovação do orçamento de conexão e a autorização para execução das obras.

§ 7º.....

II - não pagamento da participação financeira e, no caso de minigeração distribuída, dos custos de adequação no sistema de medição, nas condições estabelecidas pela distribuidora;

III - não devolução dos contratos assinados no prazo;

IV - desistência do consumidor e demais usuários, por meio de manifestação expressa à distribuidora, observadas as demais disposições previstas nesta Resolução; ou

V - transferência de controle societário de empresa para a qual foi emitido o orçamento de conexão referente à conexão de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída antes da aprovação da vistoria, nos termos do art. 91.

§8º É vedada a comercialização de orçamento de conexão referente à conexão de unidade consumidora com microgeração e minigeração distribuída, e a sua caracterização implica, além do cancelamento do orçamento de conexão, a aplicação do art. 655-F. “(NR)

“Art. 89.....

§ 7º No caso de conexão de minigeração distribuída em que houve apresentação de garantia de fiel cumprimento, a distribuidora pode, a seu critério, suspender os prazos deste artigo por até 90 dias contados a partir do fornecimento do orçamento de conexão, devendo comunicar o consumidor, além do disposto no §2º, o direito à desistência da conexão e à restituição da garantia na forma do art. 655-C”

“Art. 98.....

§ 2º No caso de conexão de unidade consumidora sem microgeração ou minigeração distribuída, a existência de viabilidade técnica para conexão no ponto e/ou na tensão de conexão indicados pelo consumidor não implica cobrança de custos adicionais em relação às demais alternativas avaliadas pela distribuidora, ainda que resulte em níveis de qualidade superiores.” (NR)

“Art. 100.....

§ 3º No caso de conexão de microgeração ou minigeração distribuída, o consumidor assume os custos adicionais caso opte:

I - pela realização de obras com dimensões maiores do que as dispostas no orçamento de conexão; ou

II - por tensão diferente da padronizada, observado o §4º do art. 23.”

“Art. 106.....

Parágrafo único. A distribuidora deve custear as melhorias ou reforços no sistema de distribuição decorrentes exclusivamente da conexão de microgeração distribuída, não havendo participação financeira do consumidor.” (NR)

“Art. 108.....

§ 1º A distribuidora deve proporcionalizar o orçamento da obra de mínimo custo global considerando a relação entre a demanda a ser atendida ou acrescida e a demanda disponibilizada pelo orçamento.

.....” (NR)

“Art. 109.

DEMANDA_{ERD} = demanda a ser atendida ou acrescida para atendimento do consumo da unidade consumidora, em quilowatt (kW);

.....” (NR)

“Art. 123.....

.....

§ 3º No caso de unidade consumidora com microgeração distribuída e com potência instalada da central geradora superior a 30 kW, deve ser celebrado o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, com vistas à contratação de demanda para faturamento do custo de transporte relativo à energia injetada, de acordo com o previsto no § 4º do art. 290 e no § 18 do art. 655-G.”

“Art. 127.....

.....

§ 7º No caso de unidade consumidora com microgeração distribuída deve ser celebrado o “Relacionamento Operacional” disposto no Módulo 3 do PRODIST.”

“Art. 138.....

.....

§ 1º.....

.....

IV - declaração descritiva da carga e/ou geração instalada; e

.....

§ 7º No caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, a alteração de titularidade pode ser solicitada antes da conclusão do processo de conexão, devendo ser observadas as seguintes disposições:

I - a alteração do titular indicado no orçamento de conexão somente pode ser realizada após a aprovação da vistoria, nos termos do art. 91;

II - o prazo estabelecido no §4º deste artigo deve ser contado a partir da aprovação da vistoria; e

III - o primeiro faturamento deve considerar o novo titular.” (NR)

§ 8º A distribuidora não pode indeferir a solicitação de alteração de titularidade exclusivamente por motivo de alteração na classificação da unidade consumidora. (NR)

“Art. 148.....

.....

§ 2º Para unidade consumidora com minigeração distribuída, deve ser observado o disposto no Capítulo XI do Título II.” (NR)

“Art. 157. No caso de conexão de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, central geradora, outra distribuidora, agente exportador e agente importador, a distribuidora deve prorrogar as datas contidas no CUSD nas seguintes situações:

.....

II - alteração do cronograma de implantação realizada pela ANEEL, caso aplicável;

III - atraso decorrente de circunstâncias caracterizadas como excludente de responsabilidade, desde que comprovada a ausência de responsabilidade do usuário e o nexo de causalidade entre a ocorrência e o atraso; ou

IV - pedido do consumidor titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, desde que comprovada a evolução do licenciamento ambiental e das obras de implantação e de conexão da central geradora.

.....

§ 4º No caso do inciso IV do **caput**, a prorrogação:

I - não se aplica caso não existam obras de conexão ou caso as obras de conexão já tenham sido concluídas; e

II - está limitada ao período no qual o consumidor tenha comprovado a ocorrência de situação relacionada ao licenciamento ambiental ou às obras de implantação ou de conexão da central geradora que justifique a postergação do CUSD.

.....” (NR)

“Art. 180.....

.....

§ 1º A classe industrial não se aplica para unidade consumidora classificável na subclasse agroindustrial da classe rural.

§ 2º Deve ser classificada na classe industrial a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída que não tenha carga e não seja enquadrada nas demais classes.” (NR)

“Art. 228

.....

§3º O consumidor é responsável pelos custos de adequação do sistema de medição para conexão de unidade consumidora com minigeração distribuída ou para instalação de minigeração distribuída em unidade consumidora existente.

§4º Os custos de adequação a que se refere o §3º correspondem à diferença entre os custos do sistema de medição requerido para o SCEE e o sistema de medição convencional utilizado em unidade consumidora do mesmo nível de tensão.”

§5º Os sistemas de medição dos consumidores abrangidos pelo inciso II do § 18 do art. 655-G devem conter a funcionalidade de medição bidirecional de demanda no prazo de 4 anos da data de vigência deste dispositivo.

“Art. 255.

.....

§ 2º A distribuidora deve proceder conforme disposto no Capítulo VII do Título II, caso o defeito na medição tenha sido comprovadamente provocado por aumento de carga ou geração à revelia da distribuidora ou por outro procedimento irregular, não se aplicando o disposto nesta Seção.

.....” (NR)

“Art. 290.

.....

§ 4º Para unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída faturada no grupo B, a distribuidora deve faturar, adicionalmente ao disposto no caput, o uso da rede para fins de injeção de energia, conforme regra de faturamento estabelecida no § 18 do art. 655-G.

§ 5º Para unidade consumidora participante do SCEE e faturada no grupo B, deve ser deduzida do consumo de energia elétrica ativa, mencionado no inciso I do **caput**, a energia compensada no ciclo de faturamento, conforme o previsto no § 13 do art. 655-G e observado o previsto no § 15º do art. 655-G.”

“Art. 292.

.....

§ 3º Para unidade consumidora participante do SCEE, a opção de que trata o **caput** pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

I - possuir central geradora na unidade consumidora;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; e

III - não haver alocação de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica.” (NR)

"Art. 293.

.....

§ 4º Para unidade consumidora participante do SCEE e faturada no grupo A, para aplicação da regra estabelecida no **caput**, deve-se deduzir a energia compensada no ciclo de faturamento dos montantes de energia elétrica ativa medidos em cada posto horário, conforme o previsto no § 13 do art. 655-G.”

“Art. 307

.....

§2º No caso de unidade consumidora participante do SCEE, as bandeiras tarifárias incidem sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia.” (NR)

“Art. 311

.....

V - instalação de microgeração distribuída acima de 30 kW em unidades consumidoras faturadas no grupo B.”

“Art. 325.....

II - comprovação de procedimentos irregulares, de que trata o Capítulo VII do Título II;

III - levantamento periódico em campo para atualização dos pontos de iluminação pública, de que trata o art. 463; ou

IV - constatação de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, de que trata o art. 655-F.”

“Art. 590.....

§ 2º Enquadra-se como procedimento irregular o aumento de carga ou geração à revelia da distribuidora que cause defeito no sistema de medição, o que deve ser comprovado pela distribuidora.

.....” (NR)

“Art. 598.....

IX - comprovação de que o defeito na medição foi decorrente de aumento de carga ou geração à revelia, quando alegado este motivo;

.....” (NR)

TÍTULO II PARTE ESPECIAL

“CAPÍTULO XI DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)

Seção I Da conexão de microgeração e minigeração distribuída

Art. 655-A. A distribuidora deve atender à solicitação de conexão ou de aumento de potência disponibilizada de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, de acordo com os procedimentos, prazos e condições estabelecidos no Capítulo II do Título I e do Módulo 3 do PRODIST.

Parágrafo Único. A distribuidora deve realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição conforme procedimentos e prazos estabelecidos na Seção XIV do Capítulo II do Título I.

Art. 655-B. Para fins de participação no SCEE, a capacidade do sistema de armazenamento está limitada a 90% da produção média diária de energia da central geradora, devendo esse valor ser estimado para conexão nova ou serem adotados os valores verificados para centrais existentes.

§ 1º Para o cálculo da produção média diária da central geradora de que trata o **caput**, deve-se utilizar os valores estimados ou verificados para o mês com menor produção de energia, considerando os últimos 12 meses, e dividir o montante acumulado pelo número de dias do respectivo mês.

§ 2º Para fins de enquadramento como central geradora de fonte despachável, o sistema de armazenamento de energia ligado a uma central fotovoltaica deve ter capacidade mínima de 20% da produção média diária da central geradora associada, observado o limite máximo estabelecido no **caput**.

§ 3º Para o cálculo da produção média diária da central geradora de que trata o §2º, deve-se utilizar os valores estimados ou verificados para o mês com maior produção de energia, considerando os últimos 12 meses, e dividir o montante acumulado pelo número de dias do respectivo mês.

Art. 655-C. O interessado em implantar minigeração distribuída com potência instalada superior a 500 kW deve apresentar à distribuidora a garantia de fiel cumprimento na ocasião do protocolo da solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I.

§ 1º O valor da garantia de fiel cumprimento deve ser calculado pela seguinte equação:

$$\textit{Garantia de Fiel Cumprimento} = \textit{Percentual} \times \textit{Potência} \times \textit{Preço}$$

em que:

Percentual = 2,5%, caso a potência a ser conectada seja superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW; ou

5,0%, caso a potência a ser conectada seja igual ou superior a 1.000 kW;

Potência = potência a ser conectada objeto da solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, em kW; e

Preço = preço estabelecido em ato da ANEEL, em R\$/kW.

§ 2º A garantia de fiel cumprimento deve ser realizada exclusivamente por meio de depósito bancário em espécie, em favor da distribuidora, que é a responsável pela custódia do valor durante o período de vigência da garantia.

§ 3º A obrigação prevista no **caput** se aplica na ampliação da demanda de unidade consumidora com minigeração distribuída já conectada, no momento do protocolo do pedido de aumento

da demanda, devendo ser considerada a potência acrescida para fins de avaliação dos limites de potência indicados.

§ 4º A obrigação prevista no **caput** não se aplica à minigeração distribuída que se enquadre em uma das modalidades a seguir e permaneça na mesma modalidade por, no mínimo, 12 meses após a conclusão do processo de conexão:

I - modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa;
ou

II - modalidade de múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 5º As centrais de minigeração objeto de solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, que possuem orçamento de conexão válido na data de publicação desse artigo devem apresentar a garantia de fiel cumprimento em até 90 dias, caso não tenham celebrado o CUSD.

§ 6º Para os interessados que tinham protocolado solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, antes da vigência deste artigo e não possuíam orçamento de conexão válido nesta data, o prazo do §5º é contado a partir da emissão do orçamento de conexão.

§ 7º Em caso de descumprimento do §5º ou do §6º deste artigo, o respectivo orçamento de conexão deve ser cancelado.

§ 8º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 dias após a conclusão do processo de conexão da minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

§ 9º A distribuidora deve restituir o valor da garantia de fiel cumprimento por meio de depósito bancário em espécie em favor do interessado, atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, em até 30 dias, contados da:

I - realização da vistoria e instalação dos equipamentos de medição, nos termos do art. 91, observado o §10 deste artigo; ou

II - desistência da conexão, desde que formalizada pelo interessado à distribuidora em até 90 dias contados do fornecimento do orçamento de conexão.

§ 10 A distribuidora deve executar a garantia de fiel cumprimento:

I - caso não haja realização da vistoria, com aprovação e instalação dos equipamentos de medição, exceto por motivo atribuível à distribuidora, nos seguintes prazos:

a) até 12 meses contados da emissão do orçamento de conexão, para centrais de fonte solar;

b) até 30 meses contados da emissão do orçamento de conexão, para centrais das demais fontes; ou

c) até o prazo pactuado no CUSD para início da prestação do serviço, se ele for anterior aos prazos citados nas alíneas a ou b.

II - no caso de desistência da conexão formalizada pelo interessado à distribuidora após 90 dias contados da emissão do orçamento de conexão.

§ 11 Constatada a ocorrência da situação prevista no inciso I do § 10, a distribuidora deve:

I - informar previamente ao interessado sobre a possibilidade de execução da garantia de fiel cumprimento através de comunicação de forma escrita, específica e com entrega comprovada; e

II - iniciar a execução da garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes:

a) 5% do valor inicial aportado, a cada mês completo de atraso para a conexão; e

b) valor remanescente quando completar o 13º (décimo terceiro) mês de atraso.

§ 12 Constatada a ocorrência da situação prevista no inciso II do § 10, a distribuidora deve executar na íntegra a garantia de fiel cumprimento.

§ 13 O procedimento descrito no inciso II do § 11 deste artigo deve ser interrompido caso haja a realização da vistoria e instalação dos equipamentos de medição nas instalações do consumidor com minigeração distribuída.

§ 14 No caso previsto no §13 deste artigo, o valor remanescente da garantia de fiel cumprimento deve ser restituído pela distribuidora mediante depósito bancário em espécie em favor do interessado, corrigido pelo IPCA, em até 30 dias.

§ 15 Em caso de atraso no processo de conexão decorrente de responsabilidade da distribuidora, a contagem dos prazos estabelecidos neste artigo deve ser suspensa pelo período atribuível à distribuidora.

§ 16 Na ocorrência das situações de execução da garantia de fiel cumprimento, os montantes recolhidos devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária, no âmbito da concessão ou permissão de distribuição.

Seção II

Critérios para participação e permanência no SCEE

Art. 655-D. Podem participar do SCEE o consumidor responsável por unidade consumidora:

I - com microgeração ou minigeração distribuída;

II - integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída;

III - integrante de geração compartilhada; e

IV - caracterizada como autoconsumo remoto;

§ 1º A unidade consumidora da classe iluminação pública é elegível à participação no SCEE, desde que observado o **caput**.

§ 2º A adesão ao SCEE não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

§ 3º É vedada a inclusão de consumidores no SCEE nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.

§ 4º É vedado o enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída de central geradora que tenha:

I - sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização;

II - entrado em operação comercial;

III - tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE; ou

IV - tido sua energia elétrica comprometida diretamente com uma distribuidora.

§ 5º Caso a distribuidora identifique situações de enquadramento indevido no SCEE, deve aplicar o estabelecido no art. 655-F.

§ 6º No caso de constatação de alteração à revelia das características originais da central geradora que influencie nas condições de participação no SCEE, deve-se observar o art. 655-F.

Art. 655-E. No âmbito do SCEE, é vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para:

I - se enquadrar nos limites de potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

II - evitar ou diminuir o pagamento da garantia de fiel cumprimento, prevista no art. 655-C;

III - evitar o enquadramento no art. 655-L; ou

IV - usufruir de condições mais vantajosas aplicáveis às centrais geradoras de menor porte.

§ 1º A distribuidora é responsável por identificar casos de divisão de central geradora que descumpram o disposto no **caput**, podendo solicitar informações adicionais para verificação.

§ 2º Caso seja constatado o descumprimento deste artigo, a distribuidora deve:

I - negar a adesão ao SCEE e cancelar o orçamento de conexão e os contratos, caso a constatação ocorra antes do início do fornecimento; ou

II - aplicar o estabelecido no art. 655-F, caso a constatação ocorra após o início do fornecimento.

Art. 655-F. Caso se constate recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as seguintes providências:

I - interromper a aplicação do SCEE às unidades consumidoras participantes até que a situação seja regularizada; e

II - revisar o faturamento das unidades consumidoras participantes, desconsiderando a energia ativa injetada pela central geradora no SCEE e benefícios recebidos durante o período em que se constatou a irregularidade, nos termos da Seção XVII do Capítulo X do Título I.

Parágrafo Único. Na aplicação deste artigo, a distribuidora deve utilizar o procedimento descrito do art. 325 desta Resolução.

Seção III

Faturamento de unidades consumidoras do SCEE

Art. 655-G. No faturamento da unidade consumidora integrante do SCEE, a distribuidora deve observar os procedimentos descritos nesta Seção e na Seção IV, sem prejuízo do previsto nos Capítulos VII a X do Título I.

§ 1º O faturamento no SCEE, considerando a energia elétrica ativa compensada, deve ocorrer a partir do ciclo subsequente à realização da vistoria e instalação ou adequação do sistema de medição.

§ 2º A distribuidora deve apurar o montante de energia ativa consumido da rede, o montante de energia ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, bem como o excedente de energia a cada ciclo de faturamento e para cada posto tarifário.

§ 3º O excedente de energia de um posto tarifário deve ser primeiramente alocado em outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que injetou a energia, e, posteriormente, ele pode ser alocado:

I - na mesma unidade consumidora que injetou a energia, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia;

II - em outras unidades consumidoras do mesmo titular, seja ele pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial, atendidas pela mesma distribuidora;

III - em outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento de múltiplas unidades com microgeração ou minigeração distribuída que injetou a energia;

IV - em unidades consumidoras de outro titular integrante da mesma geração compartilhada, atendidas pela mesma distribuidora; ou

V - em unidade consumidora classificada nas subclasses residencial baixa renda que receba excedente de energia proveniente de microgeração ou minigeração distribuída a partir de fonte renovável, instalada com recursos do programa de eficiência energética da distribuidora após 2 de março de 2021 em edificações utilizadas por órgãos da administração pública, nos termos do §3º do art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

§ 4º O titular da unidade consumidora com microgeração ou a minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia, estabelecendo:

I - o percentual do excedente de energia que será alocado a cada uma delas; ou

II - a ordem de prioridade para o recebimento do excedente de energia, observando que:

a) o excedente de energia deve ser alocado para as unidades beneficiadas na ordem informada, até o limite de que trata o § 15; e

b) após procedimento da alínea “a”, o valor remanescente do excedente de energia deve ser alocado como crédito de energia em favor da unidade de maior consumo no ciclo de faturamento em questão.

§ 5º A distribuidora deve efetuar a alteração das unidades consumidoras participantes do SCEE e dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia, estabelecidas no § 4º, no ciclo de faturamento subsequente ao ciclo em que ocorreu a solicitação.

§ 6º No caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, a solicitação de que trata o §5º deve estar acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes.

§ 7º Para as unidades participantes do SCEE citadas nos incisos II a V do § 3º, os excedentes de energia não utilizados no ciclo de faturamento em que foram alocados transformam-se em créditos de energia e devem permanecer na mesma unidade consumidora.

§ 8º Para as unidades participantes do SCEE, o faturamento deve seguir seu enquadramento no subgrupo e modalidade tarifária, conforme disposto na Seção IV do Capítulo VII do Título I.

§ 9º Caso o excedente de energia ou o crédito de energia sejam utilizados em postos tarifários distintos da injeção de energia correspondente, deve-se observar a relação entre o componente tarifário

TE Energia do posto em que a energia foi injetada e o do posto em que foi alocada, aplicáveis à unidade consumidora que os recebeu, observado o Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

§ 10º Caso a geração tenha ocorrido em unidade consumidora enquadrada na modalidade tarifária convencional, nos termos do art. 211, o excedente de energia deve ser considerado como geração em período fora de ponta caso seja alocado em outra unidade consumidora

§ 11 Para fins de compensação, os créditos de energia mais antigos devem ser utilizados prioritariamente.

§ 12 Observadas as regras de transição estabelecidas na Seção IV, aplica-se a regra estabelecida no art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que será regulamentado pela ANEEL, para a energia elétrica ativa compensada em unidades participantes de SCEE.

§ 13 Sobre a diferença positiva entre o montante de energia ativa consumido da rede e a energia compensada aplicam-se as regras de faturamento estabelecidas para os demais consumidores.

§ 14 A distribuidora deve cobrar, no mínimo:

I - faturamento no grupo B: o custo de disponibilidade estabelecido no art. 291, observado o previsto no § 15, acrescido do faturamento de que trata os §§18 e 19; e

II - faturamento no grupo A: a demanda contratada, observadas as regras de contratação e faturamento de demanda aplicáveis às centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar e injetar energia estabelecidas no §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294.

§ 15 Para fins de compensação em unidades com faturamento pelo grupo B, a energia injetada, o excedente de energia e o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao custo de disponibilidade estabelecido no art. 291.

§ 16 Para unidade consumidora classificada nas subclasses residencial baixa renda, deve-se aplicar as regras de faturamento previstas neste Capítulo e, em seguida, aplicar os benefícios tarifários estabelecidos no art. 179.

§ 17 A distribuidora e o titular da unidade consumidora, de órgão da administração pública onde está instalada a microgeração ou minigeração distribuída com recursos do programa de eficiência energética, devem definir o percentual e as unidades consumidoras integrantes das subclasses residencial baixa renda, localizadas na mesma área de concessão ou permissão, que receberão o excedente de energia, sem ônus para esses consumidores, nos termos dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética.

§ 18 O uso da rede para fins de injeção de energia por unidades consumidoras faturadas no grupo B com microgeração ou minigeração distribuída deve ser faturado:

I – para unidades com potência instalada da central geradora de até 30 kW ou acima de 30 kW que não possua medição de demanda:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = \left[\frac{\text{Injeção} - \text{Consumo}}{\text{n}^\circ \text{ de dias do ciclo} \times 24\text{h}} \right] \times \left[\frac{1}{\text{FC}} \right] \times \text{TUSDg}$$

em que:

Injeção = valor de energia ativa injetada na rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento, em kWh;

Consumo = o maior valor entre a energia ativa consumida da rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento e os valores estabelecidos no art. 291, em kWh, limitado ao valor da Injeção.

FC = Fator de capacidade da fonte, definido em ato da ANEEL;

TUSDg = Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a centrais geradoras.

II = para as unidades com potência instalada da central geradora acima de 30 kW que possua medição de demanda:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = (\text{Injeção} - \text{Consumo}) \times \text{TUSDg}$$

em que:

Injeção: maior valor entre a demanda contratada da central geradora e a demanda medida de injeção, em kW e;

Consumo: demanda medida requerida do sistema, em kW, limitado ao valor da Injeção;

TUSDg: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a centrais geradoras.

Art. 655-H. Os créditos de energia expiram em 60 meses após a data do faturamento em que foram gerados.

§ 1º Findado o prazo de validade estabelecido no **caput**, os créditos de energia devem ser revertidos para a modicidade tarifária, sem que o consumidor tenha direito a qualquer forma de compensação.

§ 2º Os créditos de energia são estabelecidos em termos de energia elétrica ativa, e a sua quantidade não se altera devido a variações nas tarifas de energia elétrica.

Art. 655-I No encerramento contratual ou na alteração de titularidade de unidade consumidora participante do SCEE, os créditos de energia existentes devem ser realocados para outras unidades consumidoras do mesmo titular atendidas pela mesma distribuidora, conforme indicação do titular.

§ 1º Caso o consumidor não faça a indicação de que trata o **caput** em até 30 dias contados do encerramento contratual ou da alteração de titularidade, os créditos de energia devem ser realocados para a unidade consumidora de sua titularidade de maior consumo atendida pela mesma distribuidora.

§ 2º Caso não haja outras unidades consumidoras do titular atendidas pela mesma distribuidora, os créditos de energia devem permanecer em seu nome por até 60 meses, contados da data em que foram gerados.

§ 3º É vedada a alocação de créditos de energia remanescentes na ocasião do encerramento contratual para unidade consumidora de outro titular, exceto se forem observadas, conjuntamente, as seguintes condições:

I - se tratar de encerramento contratual de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, ou integrante de empreendimento de geração compartilhada;

II - os créditos de energia remanescentes forem alocados para unidade consumidora que fazia parte dos empreendimentos citados no inciso I quando os créditos de energia foram gerados; e

III - a indicação da unidade consumidora beneficiada de que trata o inciso II tiver ocorrido, pelo menos, 30 dias antes do encerramento contratual.

§ 4º É vedada a comercialização de créditos de energia, assim como a obtenção de qualquer benefício na alocação dos créditos de energia para outros titulares, aplicando-se as disposições do art. 655-F caso isso seja constatado.

Art. 655-J. No caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída atendida por permissionária, o excedente de energia pode ser alocado em unidades consumidoras atendidas nas concessionárias com as quais a permissionária tenha CUSD celebrado na condição de usuária do sistema.

§ 1º A indicação das unidades consumidoras beneficiadas, atendidas pela concessionária de que trata o **caput**, deve ser realizada pelo interessado à permissionária que atende a unidade com microgeração ou minigeração.

§ 2º Em até 5 dias úteis, contados da informação de que trata o §1º, a permissionária deve informar à concessionária de que trata o **caput** as unidades consumidoras beneficiadas.

§ 3º O prazo estabelecido no §5º do art. 655-G é contado a partir da comunicação de que trata o §2º.

§ 4º A cada ciclo de faturamento, em até 5 dias úteis contados da data da realização da leitura do sistema de medição para faturamento, a permissionária deve enviar à concessionária de que trata o **caput** os excedentes de energia a serem alocados nas unidades consumidoras da concessionária.

§ 5º Fica assegurado à concessionária de que trata o **caput** o livre acesso ao sistema de medição das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que realizam a operação descrita neste artigo.

§ 6º Unidades consumidoras atendidas pelas concessionárias de que trata o **caput** não podem receber excedentes de energia de unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída conectadas em distribuidoras distintas.

§ 7º As unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída de que trata o **caput** não podem fornecer excedentes de energia a unidades consumidoras conectadas em distribuidoras distintas.

§ 8º O interessado é responsável por eventuais custos tributários adicionais decorrentes da operação descrita neste artigo.

§ 9º A operação descrita neste artigo deixa de ser possível caso o CUSD de que trata o **caput** deixe de vigorar.

Seção IV

Do faturamento no período de transição instituído pela Lei nº 14.300/2022

Art. 655-K. Até 31 de dezembro de 2045, deve-se considerar as regras dispostas nesse artigo no faturamento da energia elétrica ativa compensada que seja oriunda de unidade consumidora com microgeração ou minigeração:

I - conectada ou cuja solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, tenha sido protocolada até 7 de janeiro de 2022; ou

II - cuja solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, seja protocolada na distribuidora entre 8 de janeiro de 2022 e 7 de janeiro de 2023.

§ 1º Não se aplica o pagamento das funções de custo da TUSD e da TE, nos termos do Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, no faturamento da energia compensada a que se refere o **caput**.

§ 2º As disposições deste artigo não são aplicáveis no caso de:

I - encerramento contratual da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto no caso de alteração de titularidade prevista nos arts. 138 e 139;

II - comprovação de ocorrência procedimento irregular no sistema de medição atribuível ao consumidor, conforme previsto no art. 590 desta Resolução; e

III - haver instalação de sistema de armazenamento após 7 de janeiro de 2023.

§ 3º Na parcela de aumento da potência instalada de geração em unidade consumidora com microgeração ou minigeração citada no **caput**, cuja solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, tenha sido protocolada após 7 de janeiro de 2023:

I - a expansão deve ser instalada de forma separada e independente da geração existente, mediante instalação de medição exclusiva; e

II - a energia injetada pela expansão não está sujeita às disposições deste artigo.

§ 4º O disposto no **caput** não se aplica caso a aprovação na vistoria e instalação dos equipamentos de medição na unidade de que trata o inciso II do **caput** se dê após os seguintes prazos, contados da data de emissão do orçamento de conexão:

I - 120 dias: para unidades com microgeração, independentemente da fonte;

II - 12 meses: para unidades com minigeração de fonte solar, incluindo aquelas dotadas de sistema de armazenamento; ou

III - 30 meses: para unidades com minigeração das demais fontes.

§ 5º A contagem dos prazos estabelecidos no §4º fica suspensa enquanto houver pendências de responsabilidade da distribuidora que causem atraso na conexão ou em caso fortuito ou de força maior devidamente comprovado pelo interessado, sendo a suspensão limitada ao período em que durar o evento.

§ 6º Para fins de aplicação do §5º, não é considerada pendência de responsabilidade da distribuidora a realização de obras de conexão no prazo previsto no orçamento de conexão e em atendimento ao estabelecido no art. 88.

§ 7º Para a unidade consumidora abrangida por este artigo, aplicam-se as regras do § 12 do art. 655-G nos faturamentos após o prazo estabelecido no **caput**.

§ 8º A contratação e o faturamento de demanda de unidade consumidora enquadrada nos incisos I ou II do **caput**, que possua microgeração ou minigeração e seja faturada pelo grupo A, deve considerar:

I - as regras de contratação e as tarifas aplicáveis a unidade consumidora do mesmo nível de tensão, até a primeira revisão tarifária da distribuidora subsequente a 7 de janeiro de 2022; ou

II - as regras estabelecidas no §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294, após a primeira revisão tarifária da distribuidora subsequente a 7 de janeiro de 2022.

Art. 655-L. Deve-se considerar as regras dispostas nesse artigo no faturamento da energia elétrica ativa compensada que seja oriunda de unidade consumidora com microgeração ou minigeração que:

I - não esteja enquadrada no art. 655-K;

II - tenha potência instalada de geração acima de 500 kW;

III - não seja enquadrada como central geradora de fonte despachável; e

IV - seja enquadrada na modalidade:

a) autoconsumo remoto; ou

b) geração compartilhada em que haja um titular ou um mesmo grupo econômico com percentual igual ou maior a 25% de participação no excedente de energia.

§1º Para o faturamento da unidade consumidora citada no **caput**, deve-se considerar o pagamento dos percentuais abaixo dos seguintes componentes tarifários e funções de custo, nos termos do Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, sobre a energia elétrica ativa compensada:

I - 100% do componente tarifário TUSD Fio B, até 2028;

II - 40% do componente tarifário TUSD Fio A, até 2028; e

III - 100% dos componentes tarifários TUSD P&D_EE, TUSD-TFSEE e TE-P&D_EE, até 2028;

§2º Aplica-se a regra disposta no § 12 do art. 655-G:

I - a partir de 2031 para as unidades participantes do SCEE que sejam beneficiadas pela energia gerada por unidade com microgeração ou minigeração distribuída cujo protocolo da solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, ocorra entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023; ou

II - a partir de 2029 para as demais unidades.

Art. 655-M. No faturamento da energia elétrica ativa compensada que seja oriunda de unidade consumidora com microgeração ou minigeração não abrangida pelos arts. 655-K e 655-L, deve-se considerar o pagamento dos seguintes percentuais do componente tarifário TUSD Fio B, nos termos do Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET:

I - a partir de 2023: 15%;

II - a partir de 2024: 30%;

III - a partir de 2026: 60%;

IV - a partir de 2027: 75%; e

V - a partir de 2028: 90%;

Parágrafo Único. Aplica-se a regra disposta no § 12 do art. 655-G a partir de:

I - 2031, para as unidades participantes do SCEE que sejam beneficiadas pela energia gerada por unidade com microgeração ou minigeração distribuída cujo protocolo da solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, ocorra entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023; ou

II - 2029, para as demais unidades.

Seção V

Das não conformidades em unidades consumidoras participantes do SCEE

Art. 655-N. Aplica-se o estabelecido no art. 44 no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída.

Art. 655-O. Aplica-se o estabelecido no art. 355 no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Art. 655-P. Comprovado o procedimento irregular nos termos do art. 590, a energia ativa injetada no respectivo período não pode ser utilizada no SCEE, aplicando-se o previsto no art. 655-F.

Seção VI

Do envio de dados sobre MMGD à ANEEL

Art. 655-Q. A distribuidora deve coletar as informações das unidades consumidoras participantes do SCEE e enviar os dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível na página da Agência na internet.

§1º Os dados para registro das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior devem ser enviados até o dia 10 de cada mês.

§2º A distribuidora é responsável por manter os dados de registro das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída atualizados e compatíveis com as características das unidades, devendo enviar, até o dia 10 de cada mês, eventuais alterações dos dados de registros ocorridas no mês anterior.”

“Art. 671-A. As unidades consumidoras do grupo A participantes do SCEE que exerceram a opção pelo faturamento no grupo B de que trata a Seção III do Capítulo X do Título I em data anterior à 7 de janeiro de 2022 devem se adequar aos critérios do § 3º do art. 292, no prazo de até 60 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

§ 1º A distribuidora deve notificar os consumidores citados no **caput** em até 15 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

§ 2º O não atendimento ao disposto no **caput** implica na interrupção da aplicação da opção de faturamento pelo grupo B, devendo o faturamento passar a ser realizado pelo grupo A a partir do ciclo de faturamento subsequente ao término do prazo do **caput**.

§ 3º Caso se aplique o disposto no parágrafo anterior, a distribuidora deve aplicar o período de testes para permitir a adequação da demanda contratada e a escolha da modalidade tarifária pelo consumidor, conforme disposto no inciso II do art. 311.

§ 4º Caso não haja indicação da demanda contratada após o período de teste tratado no parágrafo anterior, deve-se aplicar o previsto no art. 144 e no inciso I do art. 655-F.

Art. 671-B. As unidades consumidoras com microgeração ou minigeração faturadas pelo grupo B com potência instalada da central geradora superior a 30 kW, existentes na data de entrada em vigor do inciso II do § 18 do art. 655-G, devem se adequar ao disposto no § 4º do art. 290, no prazo de até 60 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

§ 1º A distribuidora deve notificar os consumidores citados no **caput** em até 15 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

§ 2º O não atendimento ao disposto no **caput** implica a aplicação do previsto no art. 144 e do previsto no inciso I do art. 655-F.

§ 3º A distribuidora deve aplicar o período de testes para permitir a adequação da demanda contratada, conforme disposto no inciso V do art. 311.

Art. 671-C. As distribuidoras que tiveram revisão tarifária entre 7 de janeiro de 2022 e a data de vigência do §8º do art. 655-K devem efetuar compensações nos faturamentos das unidades consumidoras abrangidas pelo referido dispositivo, considerando as regras dispostas no inciso II do §8º do art. 655-K.

§1º A compensação de que trata o **caput** deve abranger o período compreendido entre a revisão tarifária da distribuidora e a data de vigência do art. 655-K.

§2º No caso de valores cobrados a menor, a distribuidora deve parcelar o pagamento em número de parcelas igual ao dobro do período de que trata o parágrafo anterior, sem incidência de juros, atualizações monetárias, ou quaisquer outros acréscimos.

§3º No caso de valores cobrados a maior, a devolução ao consumidor deve ocorrer até o segundo ciclo de faturamento posterior à publicação deste artigo, não cabendo devolução em dobro, incidência de juros, atualizações monetárias, ou quaisquer outros acréscimos.

Art. 3º O Anexo I da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“25-A - Autoconsumo remoto: modalidade de participação no SCEE caracterizada por

unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que recebem excedentes de energia, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

.....

46-A - Central geradora de fonte despachável: central geradora que pode ser despachada por meio de um controlador local ou remoto, com as seguintes características:

a) hidrelétrica de até 5 MW de potência instalada, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia;

b) termelétrica de até 5 MW de potência instalada e classificadas como cogeração qualificada, à biomassa ou biogás; ou

c) fotovoltaica de até 3 MW de potência instalada, que apresentem capacidade de modulação de geração por meio de armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal das unidades de geração fotovoltaicas, nos termos das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;

.....

100-A - Crédito de energia: excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado;

.....

146-A - Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;

.....

152-A - Energia compensada: soma da energia elétrica ativa injetada, do excedente de energia e do crédito de energia utilizados no faturamento de unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, limitada ao montante de energia consumida da rede no ciclo de faturamento;

.....

165-A - Excedente de energia: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela central geradora, a critério do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

.....

184-A - Geração compartilhada: modalidade de participação no SCEE caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício, ou

qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

.....
 235 - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

.....
 238 - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 235, de 2006, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:

a) 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis;

b) 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis; ou

c) 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 6 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 6 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

.....
 330 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE: sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.” (NR)

Art. 4º O Anexo III da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“11.....

11.1. Na definição da forma de conexão da central geradora, a distribuidora deve permitir a ligação com número de fases igual ou inferior à quantidade de fases de atendimento da unidade consumidora, observados os níveis de desequilíbrios de potência entre as fases estabelecidos em normas técnicas próprias.”

“12. Os requisitos mínimos da interface com a rede e funções de proteção das centrais geradoras classificadas como microgeração e minigeração distribuída estão indicados nas Tabelas 1 e 1-A, respectivamente.

TABELA 1 – REQUISITOS MÍNIMOS DA INTERFACE COM A REDE EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA PARA CENTRAL GERADORA CLASSIFICADA COMO MICROGERAÇÃO OU MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Elemento	Potência Instalada da Central Geradora
----------	--

	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de acoplamento	Nenhum	Transformador de interface com isolamento galvânica ⁽¹⁾	Transformador de interface com isolamento galvânica ⁽¹⁾
Elemento de seccionamento	Disjuntor termomagnético junto à central geradora ⁽²⁾	Chave seccionadora acessível ⁽²⁾	Chave seccionadora acessível ⁽²⁾
Elemento de interrupção	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}
Elemento de proteção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção
Elemento de medição	Medidor de energia ativa bidirecional ⁽⁵⁾	Medidor de energia de 4 quadrantes ⁽⁵⁾	Medidor de energia de 4 quadrantes ⁽⁵⁾

Notas:

(1) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição. Para os casos em que a unidade consumidora possua transformador com capacidade de potência adequada para atender também a central geradora, não é necessário um transformador exclusivo.

(2) Instalado junto à central geradora de forma a possibilitar a desconexão física de todos os condutores ativos da usina.

(3) Elemento de interrupção automático com desconexão física, por meio de relé ou contator, instalado junto à central geradora acionado por proteção para microgeração distribuída e por comando e/ou proteção para minigeração distribuída.

(4) No caso de operação em ilha do acessante, o elemento de interrupção deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(5) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede, atendendo às especificações estabelecidas no Módulo 5 do PRODIST.

TABELA 1-A – FUNÇÕES DE PROTEÇÃO JUNTO À INTERFACE DA CENTRAL GERADORA CLASSIFICADA COMO MICROGERAÇÃO OU MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Função de proteção	Código ANSI equivalente	Potência Instalada da Central Geradora		
		Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Função de proteção de subtensão	27	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobretensão	59	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de subfrequência	81U	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobrefrequência	81º	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	46	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	47	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra curto-circuito	50 / 50N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	51 / 51N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim

Função de proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento)	-	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾ ₍₃₎	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾ ⁽³⁾	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾ ⁽³⁾
Função de verificação de sincronismo	25	Sim	Sim	Sim
Função de espera de tempo de reconexão	62	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾

Notas:

(1) Pode ser implementado através de um disjuncto termomagnético.

(2) Não é necessário relé de ilhamento específico, podendo ser empregada uma lógica baseada em conjunto de funções de proteção que atuando coordenadamente realize a detecção de ilhamentos e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(3) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(4) Cabe à distribuidora definir no estudo técnico o tempo de reconexão, baseado em normas técnicas próprias e da ABNT.

12.1. Na determinação dos ajustes das funções de proteção, deve ser observado o eventual impacto da operação da central geradora sobre a Rede Básica e as DIT.

12.2. Para as centrais geradoras classificadas como microgeração ou minigeração distribuída que utilizam exclusivamente conversores eletrônicos de potência para realizar a interface com a rede de distribuição, incluindo sistemas de armazenamento de energia elétrica, o acessante deve apresentar relatório de ensaio em língua portuguesa, atestando que todos os modelos utilizados tenham sido aprovados em ensaios de avaliação da sua conformidade com as normas técnicas brasileiras vigentes que avaliam a interface de conexão desses conversores com a rede de distribuição.

12.2.1. Os ensaios a que se refere o item 12.2 devem ser realizados em laboratórios acreditados junto ao Inmetro ou acreditados em outros países que sejam signatários do acordo de reconhecimento mútuo da International Laboratory Association (ILAC MRA), e que possuam em seu escopo as referidas normas técnicas, na tensão nominal de conexão da solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção.

12.3. Caso não existam normas brasileiras vigentes que avaliam a interface de conexão dos conversores eletrônicos de potência com a rede de distribuição, para a fonte primária empregada ou para sistemas de armazenamento de energia elétrica, pode-se considerar uma norma internacional, desde que os ensaios sejam realizados para os mesmos níveis de tensão e frequência de atendimento da unidade consumidora.

12.4. Excepcionalmente, pelo prazo de 12 (doze) meses contados a partir da publicação deste item, as distribuidoras devem aceitar os certificados atestando que os conversores eletrônicos de potência foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais (no caso de ausência de normas brasileiras), considerando as características técnicas do sistema elétrico brasileiro, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção.

12.5. Nos sistemas que se conectam à rede por meio de conversores eletrônicos de potência, as funções de proteção relacionadas na Tabela 1-A podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída.

12.6 Os conversores eletrônicos de potência utilizados por centrais geradoras classificadas como microgeração ou minigeração distribuída devem ser instalados em locais apropriados que permitam o acesso da distribuidora.” (NR)

Art. 5º O Anexo V da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“12.....

12.1. O consumidor é responsável pelos custos de adequação do sistema de medição para conexão de unidade consumidora com minigeração distribuída ou instalação de minigeração distribuída em unidade consumidora existente.

12.2. Os custos de adequação a que se refere o item 12.1 correspondem à diferença entre os custos do sistema de medição requerido para o Sistema de Compensação e o sistema de medição convencional utilizado em unidade consumidora do mesmo nível de tensão.” (NR)

Art. 6º O Anexo XI da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“20.....

20.1 Para as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a fatura de energia elétrica deve adicionalmente conter:

a) o total de energia injetada, excedentes de energia e créditos de energia utilizados no ciclo de faturamento corrente, por posto tarifário; e

b) o saldo atualizado de créditos de energia.”

“66.A. Para as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, as distribuidoras deverão, adicionalmente, disponibilizar ao consumidor:

a) a relação das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que alocam excedente de energia na unidade em questão, indicando a participação percentual ou a ordem de abatimento referente a cada uma delas;

b) o histórico, dos últimos 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores), do excedente de energia recebido de cada unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, indicando a unidade de origem;

c) a relação das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia

beneficiadas pelo excedente de energia oriundo da unidade em questão, indicando a participação percentual ou a ordem de abatimento referente a cada uma delas.

d) o histórico, dos últimos 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores), do excedente de energia alocado em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia, indicando a unidade de destino;

e) o histórico do saldo de créditos de energia dos últimos 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores);

f) o total de créditos de energia expirados no ciclo de faturamento; e

g) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos de energia a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá.”

Art. 7º O Anexo I da Resolução Normativa nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“2.16.....

2.16.a Programa de Energia Renovável Social – PERS: Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, conforme disposto na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.”

Art. 8º O Anexo III da Resolução Normativa nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Seção 3.0.....

4.7.....

4.7.1 Para a tipologia Baixa Renda (PERS), deve-se realizar chamadas públicas nos termos do item 3.2 da Seção 2.3.”

“Seção 3.1.....

2.....

2.1 Só poderão ser aplicados recursos do PEE a fundo perdido se o projeto estiver classificado nas seguintes tipologias: Serviços Públicos (desde que as ações com direito a voto pertençam em sua maioria à União, aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios ou a entidade da administração indireta), Poder Público, Residencial, Baixa Renda, Baixa Renda (PERS), Educacional, Iluminação Pública e Gestão Energética Municipal.”

“Seção 3.2.....

2.2.....

2.3 No caso de projetos da tipologia Baixa Renda (PERS), a distribuidora deverá realizar anualmente pelo menos uma chamada pública para credenciamento de empresas especializadas em serviços de instalação de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis e, posteriormente, chamada pública concorrencial para contratação de serviços com o objetivo de implementar as instalações dos sistemas fotovoltaicos, locais ou remotos, ou de outras fontes renováveis voltados a consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.”

Art. 9º O Anexo IV da Resolução Normativa nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Seção 4.1.....

Item 2.1 As diretrizes desta seção se aplicam a todos os projetos do PEE, dentro da caracterização de cada um. As tipologias consideradas estão relacionadas na primeira coluna da reproduzida abaixo.

Tipologia
Industrial
Comércio e Serviços
Poder Público
Serviços Públicos
Rural
Residencial
Baixa Renda
Baixa Renda (PERS)
Gestão Energética Municipal
Educacional
Iluminação Pública

” (NR)

“Seção 4.1.....

14 BAIXA RENDA (PERS)

14.1 Definição

14.1.1 Os Projetos para Baixa Renda (PERS) visam implementar a instalação de geração de energia elétrica por fontes incentivadas conforme o Módulo 6 - Projetos com Fontes Incentivadas voltada

a unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica.

14.2 Seleção

14.2.1 Inclui as atividades de prospecção, pré-diagnóstico e identificação de comunidades, unidades consumidoras e projetos viáveis.

14.2.2 Deverá conter a instalação de geração renovável de energia elétrica realizada por empresa especializada credenciada e selecionada por meio de chamada pública de credenciamento e, posteriormente, por chamada pública de contratação desses serviços.

14.2.2.1 Poderão ser procuradas parcerias com entidades que já estejam atuando nessas comunidades (órgãos do Poder Executivo, ONGs, bancos de desenvolvimento, etc.) para elaboração de projetos conjuntos, de cunho municipal, regional, estadual ou federal, inclusive programas para geração de emprego e renda, onde o PEE se encarregue da parte relativa ao uso eficiente da energia elétrica.

14.2.2.2 Poderão ser realizados, entre outros:

a) substituição de equipamentos ineficientes (ex: lâmpadas, refrigeradores, chuveiros elétricos)

b) ações educacionais, incluindo atividades esportivas e/ou culturais (como palestras educativas, oficinas, cursos, concursos, competições, peças teatrais, etc.) para estimular o uso eficiente e racional de energia elétrica

c) regularização de consumidores clandestinos.

d) reformas/instalações nos padrões de entrada

e) reformas/instalações internas de unidades consumidoras

f) instalação de aquecedores solares de água

g) capacitação e credenciamento de profissionais que forem executar as obras de reformas nas instalações elétricas internas das unidades consumidoras atendidas pelo projeto.

14.2.2.3 Não poderão fazer parte dos projetos de eficiência energética as ações de responsabilidade da própria distribuidora e inerentes à atividade de prestação de serviço público de distribuição de energia, por exemplo, extensões de rede secundária, etc.

14.2.2.4 A substituição de equipamentos poderá ser feita através de um programa de descontos, preferencialmente usando-se a rede comercial local. Poderá haver descontos diferenciados para consumidores enquadrados por lei vigente como consumidor baixa renda.

14.3 Procedimentos

14.3.1 Novas residências

A seguinte composição padrão de uma residência de baixa renda (PROCEL, 2012) poderá ser adotada para calcular os benefícios em programas de novas residências populares:

- Moradores: 3,3 (Censo 2010 do IBGE)
- Aquecimento de água para banho: 1 chuveiro de 4.500 W por residência (PPH Eletrobras/Procel 2005)
- Refrigeração: 1 geladeira de 1 porta na faixa de 10 anos por residência
- Iluminação: 6,1 por residência (segundo a PPH 2005: 2,6 de LFC e 3,5 de incandescentes)

O consumo da linha de base advindo dessa composição deverá ser determinado pela distribuidora por meio do conhecimento obtido em projetos anteriores.”

Art. 10. A Resolução Normativa nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 9º-A.” distribuidora de energia elétrica deve apresentar anualmente plano de trabalho ao Ministério de Minas e Energia, contendo, no mínimo:

- I - o investimento plurianual;
- II - as metas de instalações dos sistemas;
- III - as justificativas para classificação do rol de beneficiados; e
- IV - a redução do volume anual do subsídio da tarifa social de energia elétrica dos consumidores participantes do Programa de Energia Renovável Social – PERS de que trata a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Art. 9º-B Caso a distribuidora de energia elétrica destine recursos do Programa de Eficiência Energética - PEE no PERS, deverá realizar anualmente, pelo menos:

- I - uma chamada pública para credenciamento de empresas especializadas em serviços de instalação de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis; e
- II - chamada pública concorrencial para contratação de serviços com o objetivo de implementar as instalações dos sistemas fotovoltaicos, locais ou remotos, ou de outras fontes renováveis voltados a consumidores das subclasses residencial baixa renda, de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.”

Parágrafo único. A revisão dos módulos: "Módulo 1 - Introdução", "Módulo 3 – Seleção e Implantação de Projetos" e "Módulo 4 – Tipologias de Projeto" dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, contendo os procedimentos do Programa de Energia Renovável Social – PERS - de que tratam, respectivamente, os arts. 7º, 8º e 9º, estão disponíveis na página da ANEEL na

internet na seção Eficiência Energética.

Art. 11. Ficam revogados:

I - Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012;

II - Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012;

III - Despacho nº 720, de 25 de março de 2014;

IV - Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015;

V - Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017;

VI - os Anexos 3.A, 3.B e 3.C do Anexo III da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021;

Art. 12. Esta Resolução entra em vigor em 1º de julho de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº , DE DE DE 2022

Homologa os modelos dos Formulários de Orçamento Estimado e de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída e os valores de referência dos custos de investimento e dos fatores de capacidade dessas centrais.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e no que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51, resolve:

Art. 1º Homologar os modelos dos Formulários de Orçamento Estimado e de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída, conforme Anexos I e II.

Art. 2º Homologar os valores de referência dos custos de investimento em centrais de minigeração distribuída, conforme Anexo III, para fins de pagamento da garantia de fiel cumprimento a que se refere o art. 655-C da Resolução Normativa nº 1.000, de 2021.

Art. 3º Homologar os valores de referência dos fatores de capacidade de centrais de microgeração e minigeração Distribuída, conforme Anexo IV, para faturamento do uso da rede para fins de injeção de energia por unidades consumidoras faturadas no grupo B, a que se refere o § 18 do art. 655-G da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

**ANEXO I - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO ESTIMADO PARA CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

1. Identificação da Unidade Consumidora (UC)		
Código da UC (se existente):		
Logradouro da UC:	Nº:	
Complemento:	CEP:	
Bairro:	Cidade:	UF:
2. Identificação do Titular da UC		
Nome do titular da UC:		
Tipo: <input type="checkbox"/> Pessoa Física <input type="checkbox"/> Pessoa Jurídica	CNPJ/CPF:	
Nome do responsável pela UC:		
Telefone/celular com DDD do responsável pela UC:		
E-mail do responsável pela UC:		
Localização em coordenadas (em graus decimais):	Latitude:	Longitude:
3. Dados Técnicos da Central Geradora Distribuída		
Categoria da GD: <input type="checkbox"/> Microgeração <input type="checkbox"/> Minigeração		
Tipo de fonte primária: <input type="checkbox"/> Solar fotovoltaica <input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração qualificada <input type="checkbox"/> Outra (especificar):		
Potência c.a. instalada total de geração (kW):		
Carga instalada (kW):		
Máxima Potência Injetável (kW):		
Fator de Potência da central geradora:		
Tipo de geração: <input type="checkbox"/> Empregando máquina síncrona sem conversor <input type="checkbox"/> Empregando conversor eletrônico/inversor* <input type="checkbox"/> Mista <input type="checkbox"/> Outra (especificar):		
4. Dados do Sistema de Armazenamento de Energia		
Possui sistema de armazenamento de energia: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim		
Capacidade do banco de baterias (kWh):		
Potência total do banco de baterias (kW):		
5. Modalidade de Compensação de Créditos		
<input type="checkbox"/> Geração na própria UC <input type="checkbox"/> Autoconsumo remoto <input type="checkbox"/> Múltiplas Unidades Consumidoras <input type="checkbox"/> Geração compartilhada		
6. Solicitante		
Titular da UC/Procurador Legal:		
Telefone/Celular:		
Email:		
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-end; margin-top: 20px;"> <div style="width: 30%; border-bottom: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="width: 30%; border-bottom: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="width: 30%; border-bottom: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"></div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-end;"> <div style="width: 30%; text-align: center;">Local</div> <div style="width: 30%; text-align: center;">Data</div> <div style="width: 30%; text-align: center;">Assinatura</div> </div>		

**ANEXO II - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

1. Identificação da Unidade Consumidora (UC)		
Código da UC:	Nível de tensão: <input type="checkbox"/> AT <input type="checkbox"/> MT <input type="checkbox"/> BT	
Classe da UC (apenas para BT):	<input type="checkbox"/> Residencial <input type="checkbox"/> Rural <input type="checkbox"/> Industrial <input type="checkbox"/> Comercial e Poder Público <input type="checkbox"/> Serviço Público <input type="checkbox"/> Iluminação Pública	
Logradouro:	N°:	
Complemento:	CEP:	
Bairro:	Cidade:	UF:
2. Identificação do Titular da UC		
Nome do titular da UC:		
Tipo:	<input type="checkbox"/> Pessoa Física <input type="checkbox"/> Pessoa Jurídica	CNPJ/CPF:
Nome do responsável pela UC:		
Telefone/celular com DDD do responsável pela UC:		
E-mail do responsável pela UC:		
3. Dados Técnicos da UC		
Localização em coordenadas (em graus decimais): Latitude: _____ Longitude: _____		
Tipo de conexão: <input type="checkbox"/> monofásica fase-neutro <input type="checkbox"/> monofásica fase-fase <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica a 3 fios <input type="checkbox"/> trifásica a 4 fios		
Tensão(ões) nominal(is) de atendimento (V): _____ Tipo de ramal de ligação: <input type="checkbox"/> aéreo <input type="checkbox"/> subterrâneo		
Transformador particular: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim* (necessita incluir informações complementares)		
*Potência (kVA): <input type="checkbox"/>	*Tensão(ões) nominal(is) do secundário (V): _____	
*Tipo de instalação: <input type="checkbox"/> posto de transformação <input type="checkbox"/> cabine <input type="checkbox"/> subestação		
*Tipo de ligação do transformador: _____ *Impedância percentual do transformador: _____		
4. Dados Técnicos da Central Geradora Distribuída		
Categoria da GD: <input type="checkbox"/> Microgeração <input type="checkbox"/> Minigeração		
Tipo de fonte primária: <input type="checkbox"/> Solar fotovoltaica <input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração qualificada <input type="checkbox"/> Outra (especificar): _____		
Potência c.a. instalada total de geração (kW): _____		
Fase R (kW): _____	Fase S (kW): _____	Fase T (kW): _____
Tipo de geração: <input type="checkbox"/> Empregando máquina síncrona sem conversor <input type="checkbox"/> Empregando conversor eletrônico/inversor* <input type="checkbox"/> Mista <input type="checkbox"/> Outra (especificar): _____		
*Fabricante do conversor/inversor: _____	*Modelo: _____	*Quantidade instalada: _____
*Tensão nominal de conexão à rede: _____	*Potência nominal de conexão à rede: _____	
*Tipo de conexão do conversor/inversor: <input type="checkbox"/> Monofásico F-N <input type="checkbox"/> Monofásico F-F <input type="checkbox"/> Bifásico <input type="checkbox"/> Trifásico a 3 fios <input type="checkbox"/> Trifásico a 4 fios		
Transformador/autotransformador de acoplamento: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim *Tensão de entrada/saída: _____		
*(caso sejam empregados mais de um modelo de conversor, replicar as informações acima para os outros modelos)		
Custo de investimento (CAPEX) do sistema de geração, em R\$/kW: _____		
5. Dados do Sistema de Armazenamento de Energia		
Possui sistema de armazenamento de energia: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim		
Sistema com possibilidade de operação ilhada: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim* (necessita incluir informações complementares)		
*Chave de desconexão física: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim	*Reconexão automática: <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim	
Capacidade do banco de baterias (kWh): _____		
Potência total do banco de baterias (kW) _____		
Capacidade nominal do banco de baterias (Ah): _____		
Tensão do banco de baterias em corrente contínua (V): _____		
Profundidade de descarga do banco de baterias (%): _____		
Produção mensal da central geradora distribuída* (kWh): _____		
*Caso seja central geradora nova, informar a estimativa de produção mensal (12 meses). Se for central geradora existente, informar valores mensais verificados (12 meses).		
6. Modalidade de Compensação de Créditos		
<input type="checkbox"/> Geração na própria UC <input type="checkbox"/> Autoconsumo remoto <input type="checkbox"/> Múltiplas Unidades Consumidoras <input type="checkbox"/> Geração compartilhada		
7. Documentação a ser anexada		
1. Documento que identifique o responsável técnico no conselho profissional competente, na forma prevista na legislação específica.		
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo.		
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção.		
4. Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores.		
5. Dados necessários ao registro da central geradora distribuída conforme disponível no site da ANEEL.		

6. Cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes (para os casos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada)*.
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)
8. No caso de ligação de nova unidade consumidora ou aumento de carga de unidade existente, devem ser apresentadas as informações descritas nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica para os respectivos casos.
9. Declaração de ciência quanto a necessidade de atendimento, inclusive nas instalações internas da unidade consumidora, das normas e padrões da distribuidora, as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e as normas dos órgãos oficiais competentes, naquilo que for aplicável e não contrariar à regulação da ANEEL.
10. Documento que comprove o aporte da Garantia de Fiel Cumprimento, se aplicável, conforme previsto no art. 655-C da Resolução Normativa nº 1.000/2021.

8. Solicitante

Titular da UC/Procurador Legal:

Telefone/Celular:

Email:

<p>_____</p>	<p>____ / ____ / ____</p>	<p>_____</p>
Local	Data	Assinatura

*A apresentação do instrumento jurídico é requisito para participação no Sistema de Compensação de Energia, não sendo obrigatório apresentá-lo na Solicitação do Orçamento de Conexão.

ANEXO III – CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA CÁLCULO DA GARANTIA DE FIEL CUMPRIMENTO DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tipo de fonte	Custo de investimento (R\$/kW)
Solar Fotovoltaica	4.000
Hídrica (CGH)*	5.000
Eólica (<i>onshore</i>)	4.500
Térmica	4.000

MANUETA

ANEXO IV – FATOR DE CAPACIDADE DE CENTRAIS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PARA ESTIMATIVA DA ENERGIA ATIVA GERADA E DA DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA INJETADA POR ESSES EMPREENDIMENTOS

Tabela 1 – Fator de Capacidade (FC) da fonte solar fotovoltaica, por Unidade Federativa (UF)

UF	AC	AL	AP	AM	BA	CE	DF	ES	GO
FC	14,5%	16,7%	14,5%	14,1%	17,3%	17,8%	17,2%	15,6%	17,1%
UF	MA	MT	MS	MG	PA	PB	PR	PE	PI
FC	16,3%	15,9%	16,3%	16,8%	14,7%	17,8%	15,2%	17,5%	17,9%
UF	RJ	RN	RS	RO	RR	SC	SP	SE	TO
FC	15,4%	18,1%	15,0%	14,5%	15,1%	14,1%	15,9%	16,6%	16,7%

Tabela 2 – Fator de Capacidade (FC) das demais fontes geradoras

Tipo de fonte	FC
Hídrica (CGH)*	46%
Eólica (<i>onshore</i>)	38%
Térmica a biomassa	30%
Térmica a biogás	70%