

VOTO

PROCESSO: 48500.004924/2010-51.

INTERESSADOS: Usuários do serviço público de distribuição energia elétrica, consumidores, unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída e distribuidoras de energia elétrica.

RELATOR: Diretor Hélio Neves Guerra.

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM, Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública – SMA, Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética - SPE.

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 51/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições estabelecidas na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e no art. 1º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021.

I – RELATÓRIO

1. Em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012) criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, aplicável a unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída - MMDG. As 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.

2. Em 24 de novembro de 2015, por meio da Resolução Normativa nº 687 (REN 687/2015), foi alterado o 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 foram criadas mais modalidades – empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

3. No processo de revisão da REN 482/2012¹, que culminou na publicação da REN 687/2015, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada local e remotamente, sendo questionado se o SCEE deveria ser aplicado de modo que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Contudo, foi mantido² o modelo originalmente estabelecido e determinada nova revisão, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019.

¹ Audiência Pública nº 026/2015.

² Conforme item 33 do voto do relator, disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

4. Em 17 de outubro de 2017, a REN 786 elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no SCEE.
5. Entre 30 de maio de 2018 e 7 de novembro de 2019, diversos processos de participação pública foram conduzidos pela ANEEL para o aprimoramento do assunto (Consulta Pública 10/2018; Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída; Audiência Pública 1/2019, com sessões presenciais realizadas em Brasília, São Paulo e Fortaleza; Webinar; Consulta Pública 25/2019; reunião presencial da AP 40/2019).
6. Em 23 de março de 2020, o Processo foi redistribuído ao Diretor Efrain Pereira da Cruz, para continuidade da instrução.
7. Em 28 de dezembro de 2020, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE publicou a Resolução 15, estabelecendo as diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas para microgeração e minigeração distribuída no país.
8. Em 1º de março de 2021, a Lei nº 14.120 alterou a Lei nº 9.991/2000, definindo que as distribuidoras poderiam aplicar recursos de eficiência energética para instalar sistemas de geração de energia renovável em edificações utilizadas pela administração pública e estabeleceu que a energia gerada pelo sistema renovável deveria ser destinada ao atendimento das necessidades do órgão e que eventual excedente de energia elétrica deveria ser utilizado para fim de abastecimento, sem ônus, de unidade consumidora da subclasse residencial baixa renda.
9. Em 30 de março de 2021, a Nota Técnica 30/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL³ apresentou a análise das contribuições da CP 25/2019.
10. Em 7 de dezembro de 2021, foram aprovadas a Resolução Normativa nº 956 (Procedimentos de Distribuição - PRODIST) e a Resolução Normativa nº 1.000 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição), que consolidaram as disposições relacionadas ao serviço de distribuição.
11. Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, 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.
12. Em 6 de abril de 2022, por meio do Parecer 00096/2022/PFANEEL/PGF/AGU⁴, a Procuradoria emitiu sua opinião jurídica acerca da redação do art. 18 da Lei 14.300, de 2022, conforme solicitação da SRD⁵.
13. Em 14 de junho de 2022, a Nota Técnica nº 0041/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL (Nota Técnica 41/2022) apresentou proposta a ser submetida à Consulta Pública, com vistas a adequar os regulamentos aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída, estabelecidos pela REN 482/2012, REN 1.000/2021 e pela Seção 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, em decorrência da Lei nº 14.300, de 2022, e

³ Documento SIC nº 48554.000600/2021-00.

⁴ Documento SIC nº 485216.000988/2022-00 - aprovado pelo Despacho nº 00252/2022/PFANEEL/PGF/AGU, de 06/04/2022.

⁵ Documento SIC nº 48554.000599/2022-00 - Memorando 48/2022-SRD/ANEEL.

do art. 1º da Lei nº 14.120, de 2021. A referida Nota Técnica foi complementada pelo Memorando Conjunto nº 0002/2022-SRD/SGT/SPE/ANEEL⁶.

14. Em 22 de agosto de 2022, o processo foi a mim redistribuído, tendo em vista o término do mandato do relator original.

15. Em 12 e 20 de setembro de 2022, respectivamente, realizei reunião, a pedido do Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL⁷ e da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR⁸, que detalharam seus entendimentos sobre os pontos trazidos pela Lei 14.300, de 2022, e sobre a Nota Técnica 41/2022.

16. Em 13 de outubro de 2022, convidei representantes da Associação Brasileira de Biogás – ABIORGÁS, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL, Movimento Solar Livre – MSL, Associação Brasileira de Geração Distribuída – ABGD, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas - ABRAPCH para manifestação quanto à Nota Técnica 41/2022, bem como em relação à Lei 14.300, de 2022⁹.

17. Em 20 de outubro de 2022, para debater o tema, recebi em reunião representantes da Associação dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres – ABRACE, Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE, Frente Nacional dos Consumidores de Energia, Instituto Pólis, Confederação Nacional da Indústria e Pecuária do Brasil – CNA, Confederação Nacional da Indústria - CNI, Conselhos de Consumidores, Instituto de Defesa do Consumidor – IDEC, Secretaria Nacional do Consumidor - SENACON¹⁰.

18. Em 1º de novembro de 2022, na 41ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria aprovou a instauração da Consulta Pública nº 51/2022 (CP 51/2022), pelo período entre 4 de novembro e 19 de dezembro de 2022, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento das minutas de regulamento destinados à adequação dos regulamentos aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída, já considerando as disposições da Lei 14.300/2022. Nos documentos juntados ao processo e no meu voto foram prestados esclarecimentos a respeito de dispositivos da Lei considerados já aplicáveis, independentemente de regulamentação complementar da ANEEL.

19. Em 3 de novembro de 2022, recebi representantes da Raízen, cujo pedido foi de promover aproximação institucional com a nova gestão da empresa, bem como debater políticas públicas do setor e temas de seu interesse em tramitação na Agência, a exemplo do presente processo.

20. Em 10 de novembro de 2022, minha Assessoria recebeu o INEL, que solicitou a reunião para discutir o art. 17 da Lei 14.300 e as regras de restrições da geração distribuída constantes da Nota Técnica 41/2022.

21. Em 23 de novembro de 2022, recebi a ABSOLAR, que destacou pontos sobre a aplicação automática da Lei 14.300 e apresentou estudo sobre os benefícios trazidos pela geração distribuída.

⁶ Documento SIC nº 48.554.002507/2022-00

⁷ Documento SIC nº 48575.008595/2022-00

⁸ Documento SIC nº 48.575.008596/2022-00

⁹ Documento SIC nº 48.575.008635/2022-00 e 48542.004855/2022-00

¹⁰ Documento SIC nº 48575.008675/2022-00 e 48542.004862/2022-00

22. Em 7 de dezembro de 2022, em reunião com o INEL e o Corpo de Bombeiros, seus representantes trouxeram preocupação com o padrão de segurança em micro usina fotovoltaica.
23. Em 8 de dezembro de 2022, foi realizada a Audiência Pública nº 15/2022 A(P 15/2022), na sede da ANEEL em Brasília, com o mesmo intuito da CP 51/2022. No evento¹¹, 18 participantes apresentaram suas contribuições em relação ao tema.
24. Em 29 de dezembro de 2022, foi aprovada a Resolução Homologatória nº 3.169/2022 (REH 3.169/2022)¹², publicando os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei nº 14.300, de 2022, sobre o SCEE.
25. Em 10, 13, 16 e 19 de janeiro de 2023, a SRD apresentou e discutiu os temas trazidos nas contribuições da sociedade, por meio da CP 51/2022 e da AP 15/2022, com minha assessoria.
26. Em 16 de janeiro de 2023, minha Assessoria recebeu representantes do Grupo ENEL e, em 17 e 18 de janeiro de 2023, respectivamente, recebi os representantes do Grupo Neoenergia e da Associação Nacional das Instituições de Crédito, Financiamento e Investimento - ACREFI, que trouxeram detalhamento de suas contribuições à CP 51/2022.
27. Em 23 e 25 de janeiro de 2023, as áreas técnicas me apresentaram o resultado da análise das contribuições.
28. Em 25 de janeiro de 2023, as áreas técnicas fizeram apresentação da análise das contribuições à Diretoria da ANEEL, em reunião técnica interna.
29. No mesmo dia, em reunião solicitada pela RGE, a empresa apresentou resultados da implementação do projeto-piloto autorizado pelo Despacho nº 4.018, de 2021, referente à compensação dos créditos da CGH João do Passo (COGECOM), localizada na área de permissão da Coprel, nas unidades consumidoras localizadas na área de concessão da RGE.
30. Em 26 de janeiro minha assessoria recebeu técnicos da Neoenergia, que pediu para detalhar suas principais contribuições à CP 51/2022 e, na mesma data, recebi a ABSOLAR, com o mesmo objetivo.
31. Em 26 de janeiro de 2023, a Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL¹³ (Nota Técnica 2/2023) apresentou a análise das contribuições recebidas na CP 51/2022.
32. Em 30 de janeiro de 2023, minha assessoria acompanhada da SRD recebeu representantes da Raízen para discutir 3 pontos da Nota Técnica 2/2023: (i) art. 655-G, §7º: vedação para alteração de integrantes de geração compartilhada em menos de 180 dias; (ii) art. 73: solicitação de Conexão e Responsabilidades Financeiras, a depender do fluxo na rede; e (iii) art. 655-E: vedação à divisão de central geradora.

¹¹ Disponível em <https://www.youtube.com/user/aneel>.

¹² No âmbito do Processo 48500.009320/2022-34

¹³ Documento SIC nº 48554.000318/2023-00

33. Após a divulgação da Nota Técnica 2/2023, recebi solicitações de modificações do entendimento das áreas técnicas por parte da ABSOLAR (obra como pendência da distribuidora para suspensão de prazo; vedação para alteração de integrantes de geração compartilhada em menos de 180 dias; custo de disponibilidade; faturamento pelo uso da rede para fins de injeção pelos microgeradores; e possibilidade para optar pelo faturamento em Grupo B) e da ABRADÉE (concessão de prazo de 120 ou 150 dias para que a distribuidora se adeque a determinados dispositivos, momento da apresentação das alternativas de conexão no caso de inversão de fluxo; não analisar a adequação das informações; afastar a aplicação do art. 323 permitindo refaturamentos por cobrança a menor por 6 ciclos nas cobranças de que tratam os artigos 655-L e 655-M).

34. Em 31 de janeiro de 2023, levei o presente processo para deliberação na 2ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023. Foram realizadas 15 sustentações orais, que trouxeram pontos de discordância em relação à posição levada em meu voto, disponibilizado no site da ANEEL na internet no dia anterior. Para analisar as alegações apresentadas e aprofundar os temas trazidos nas manifestações, retirei o processo da pauta e informei que retornaria para deliberação na Reunião Pública Ordinária da semana seguinte.

35. Na mesma data, o Instituto Nacional de Energia Limpa - INEL protocolou Requerimento Administrativo¹⁴, com pedido de medida cautelar, com vistas à instauração de nova instrução processual relacionada aos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída. O pedido foi a mim distribuído, por conexão, na 4ª Sessão Ordinária de Sorteio, ocorrida em 6 de fevereiro de 2023.

36. Ainda no dia 31 de janeiro de 2023, recebi e-mail da ABSOLAR solicitando reunião para tratar dos temas apresentados na sustentação oral feita pelo seu representante.

37. Em 1º de fevereiro de 2023, no intuito de oportunizar a palavra a todos os representantes do segmento de geração distribuída e em função do curto espaço de tempo, convidei representantes das diversas Associações ligadas ao setor (ABGD, ABIOGÁS, ABSOLAR, ABRAPCH, INEL, MSL) para debater em reunião seus argumentos em relação às questões controversas.

38. Em 2 de fevereiro de 2023, fiz o mesmo e convidei as associações e entidades representativas do segmento de consumo (ABRACE, Frente Nacional dos Consumidores de Energia, Instituto Pólis, CNA, CNI, Conselhos de Consumidores, IDEC, SENACON) para ouvir suas contribuições sobre os mesmos temas.

39. No mesmo dia, recebi a ABRADÉE, ABRADEMP e distribuidoras com o mesmo objetivo.

40. Ainda na mesma data, minha assessoria, acompanhada da SRD, recebeu representantes da ABRADÉE, e em 3 de fevereiro de 2023, da Raízen e da Lemon, que solicitaram reunião para sanar dúvidas técnicas sobre encaminhamentos propostos na NT 2/2023.

41. Em 3 de fevereiro de 2023, eu e minha Assessoria reunimos com a SRD para discutir mais uma vez, do ponto de vista técnico, os pleitos apresentados por todas as entidades, e com a Procuradoria Federal junto à ANEEL, desta vez para avaliar as questões do ponto de vista jurídico.

¹⁴ Documento SIC nº 48513.002278/2023-00

42. Ainda em 3 de fevereiro de 2023, a Frente Nacional dos Consumidores de Energia enviou correspondência, em que manifesta o entendimento que a regulamentação em questão deve ter como foco uma visão ampla do setor elétrico, que atenda o interesse de todos e não só limitado ao segmento de MMD. Acrescenta que é necessário que se estabeleça um regulamento que possibilite o desenvolvimento desse segmento, no entanto, sem que se onere ainda mais os demais consumidores de energia elétrica, hoje responsáveis por arcar com os subsídios diretos e indiretos derivados do modelo atual. Em relação aos pontos trazidos pelo segmento solar nas sustentações orais, apresentou seu entendimento.

43. Também em 3 de fevereiro de 2023, para subsidiar minha análise, formar minha convicção e trazer segurança jurídica à decisão que seria levada à Reunião Pública Ordinária seguinte, solicitei¹⁵ parecer jurídico sobre alguns dos assuntos mais discutidos (prazo de obras de conexão como pendência de responsabilidade da distribuidora; cobrança do custo de disponibilidade quando o consumo medido superar o mínimo faturável; custo de transporte de injeção para microgeradores; e existência de prazo para correção da solicitação de acesso para fins dos benefícios de que trata o art. 26 da Lei 14.300).

44. Por mensagem eletrônica à minha assessoria em 3 de fevereiro de 2023, a COMERC Energia apresentou sugestões sobre o momento de apresentação da Garantia de Fiel Cumprimento e sobre a exigência de permanência, por 12 meses, nas modalidades geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras.

45. Em 6 de fevereiro de 2023, a Procuradoria Federal emitiu o Parecer nº 00037/2023/PFANEEL/PGF/AGU, com o posicionamento jurídico acerca dos temas por mim solicitados.

II – FUNDAMENTAÇÃO

46. Trata-se da apresentação do resultado da Consulta Pública nº 51/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, atualmente estabelecidos pela REN 482/2012, pela REN 1000/2021 e pela Seção 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, em razão do disposto no art. 1º da Lei nº 14.120, de 2021, e na Lei nº 14.300, de 2022, doravante mencionadas apenas como Lei 14.120 e Lei 14.300.

47. Tal atividade consta do item 23 da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2023-2024¹⁶, com previsão de deliberação no 1º semestre de 2023.

48. Desde 2018, a ANEEL tem realizado estudos para atualização destas normas e a CP 51/2022 e a AP 15/2022 representaram mais uma oportunidade de aperfeiçoamento do tema e adequação fruto da publicação da Lei 14.300.

¹⁵ Memorando nº 39/2023-DR/ANEEL – Documento SIC 48575.000793/2023-00

¹⁶ Aprovada pela Portaria nº 6.793/2022, disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/instrumentos-regulatorios/agenda-regulatoria/2023-2024>

49. Na CP 51/2022 foram recebidas 829¹⁷ contribuições dos participantes listados a seguir:

1	Ana Flávia Corrêa
2	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE
3	Associação Brasileira de Biogás e de Biometano - Abiogás
4	Associação Brasileira de Biogás e Metano - ABBM
5	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte - ABRADEMP
6	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR
7	Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD
8	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre - ABRACE
9	Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN
10	Associação Nacional das Instituições de Crédito, Financiamento e Investimento - ACREFI
11	Associação Potiguar de Energias Renováveis - APER
12	Athon Holding S.A.
13	Bao Ribeiro Advogados Associados
14	Bright Strategies
15	Câmara Setorial de Energias da Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará - ADECE
16	Celesc Distribuição S.A - CELESC
17	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
18	CERSUL
19	COMERC Energia
20	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
21	Companhia Paranaense de Energia - COPEL
22	Confederação Nacional das Cooperativas de Infraestrutura - INFRACOOOP
23	Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL
24	Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa MS - CONCEN/MS
25	Cooperativa de Geração Compartilhada - COMPARTSOL
26	EDP Energias do Brasil S.A. - GRUPO EDP
27	Eletra Energy Solutions - ELETRA
28	Ellyakin Jesse Santos Figueiredo
29	Enel Brasil (Enel SP, Enel CE, Enel GO e Enel RJ)
30	Engie Brasil Energia - ENGIE
31	Federação do Comércio de Bens, Serviços e Turismo do Estado de São Paulo – FECOMERCIO SP
32	Fórum de Energias Renováveis - FER
33	GDSolar Holding S.A.– GDSOLAR
34	Grupo CPFL Energia - CPFL
35	Grupo Energisa - ENERGISA
36	Grupo Equatorial Energia - EQUATORIAL
37	Grupo Ludfor Energia - LUDFOR

¹⁷ Neste número não constam as contribuições recebidas fora do padrão estabelecido para apresentação de contribuição na Consulta Pública. Tais contribuições foram analisadas e utilizadas para o aperfeiçoamento da minuta, mas não constam no Relatório de Análise das Contribuições.

38	HE Energia
39	HY Brazil Energia S.A.
40	Iasmin Bizzini (e-mail)
41	Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC
42	Instituto de Redes Inteligentes / UFSM
43	Instituto Nacional de Energia Limpa - INEL
44	Lellis (e-mail)
45	Lemon Energy - LEMON
46	Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT
47	Minas de Vento
48	Movimento Solar Livre
49	Neoenergia
50	Nova Palma Energia
51	OAB/RJ - Comissão Especial de Energia Elétrica
52	Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
53	Organização das Cooperativas Brasileiras - OCB
54	Órigo Energia
55	Ricardo Carvalho (e-mail)
56	Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo - SIMA
57	Sérgio Brito Teixeira e Silva
58	Simple Energy Assessoria e Gestão de Energia - SIMPLE ENERGY
59	Sindicato das Indústrias de Energia e de Serviços do Setor Elétrico do Estado do Ceará - SINDIENERGIA
60	Solar Economy
61	Solarize Treinamentos Profissionais Ltda
62	Tim S.A - Tim
63	União da Indústria de Cana-de-açúcar - UNICA
64	Z Sobrinho (e-mail)

50. As referidas contribuições estão disponíveis no site da ANEEL¹⁸. A tabela a seguir resume a proposta das áreas técnicas para o aproveitamento das contribuições recebidas, na qual ressalta-se que 41% delas seriam aceitas total ou parcialmente ou já estavam previstas na minuta de resolução normativa proposta na abertura da CP:

Aproveitamento	Quantidade	Percentual
Aceita	124	15%
Parcialmente Aceita	169	20%
Já prevista	53	6%
Não aceita	419	51%
Não considerada	64	8%
TOTAL	829	100%

51. O Anexo I da Nota Técnica 2/2023 traz a proposta da minuta da Resolução

¹⁸ https://antigo.aneel.gov.br/CP_51

Homologatória, que homologa os modelos dos Formulários de Orçamento de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída e os valores de referência dos custos de investimento, o Anexo II contém a proposta da minuta da Resolução Normativa consolidada após a análise das contribuições e o Anexo III apresenta o relatório de análise individualizada das contribuições recebidas (RAC).

52. Feitos estes esclarecimentos, passo a discorrer, de forma resumida, sobre a análise das contribuições recebidas. Ademais, naquilo eventualmente não abordado neste voto, adoto como fundamento os argumentos trazidos pelas áreas técnicas na Nota Técnica 2/2023.

II.1. Principais temas debatidos no âmbito da Consulta Pública 51/2022

II.1.1. FORMAS DE ASSOCIAÇÃO PARA GERAÇÃO COMPARTILHADA

(CAPÍTULO I – DISPOSIÇÕES PRELIMINARES - inciso X do art. 1º da Lei 14.300)

53. A Lei 14.300, na definição da modalidade de geração compartilhada, estabeleceu 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.

54. Tal definição foi replicada no inciso XXII-A do art. 2º da REN 1.000/2021. No âmbito da CP 51/2022 foram recebidas contribuições sugerindo inclusão de termos específicos. No entanto, entende-se que o texto proposto já contempla as contribuições, não sendo necessário alterá-lo.

II.1.2. CONCEITO DE GERAÇÃO DESPACHÁVEL E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

(CAPÍTULO I – DISPOSIÇÕES PRELIMINARES - inciso IX do art. 1º e art. 2º da Lei 14.300)

55. 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, ou por solicitação do operador da rede (ONS ou distribuidora), ou por razões comerciais.

56. O inciso IX¹⁹ do art. 1º da Lei 14.300 trouxe o conceito de fontes despacháveis, que lido em conjunto com o conceito de minigeração distribuída, permite a definição das fontes energéticas despacháveis e respectivos limites de potência associados, para fins exclusivos da referida Lei. Tal conceito foi incluído no inciso IV-A do art. 2º da REN 1.000/2021, que não recebeu contribuições no âmbito da CP 51/2022, mantendo-se o texto sem alterações.

¹⁹ “Art. 1º

IX - 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;

.....

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;”

57. Por sua vez, a Lei trouxe que, para considerar a fonte solar como despachável, nos termos do inciso IX do art. 1º, 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. Adicionalmente, o art. 2º dispôs que sistemas com armazenamento de energia e sistemas híbridos (com mais de uma fonte de energia) podem solicitar o orçamento de conexão junto à distribuidora, conforme regulação da ANEEL.

58. Na versão submetida à Consulta Pública, foi proposta limitação à capacidade máxima do sistema de armazenamento, de maneira a 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. Algumas contribuições vieram no sentido de retirar tal limitação para uma recente e promissora tecnologia. Outras contribuições citaram que os sistemas de armazenamento poderiam, quando da regulamentação do art. 23 da Lei 14.300, ser utilizados para apoio aos serviços ancilares e, nesse caso, uma eventual limitação dessa natureza poderia comprometer o suporte à rede eventualmente aportado pela geração despachável.

59. Concordo em acatar as contribuições e retirar a limitação proposta inicialmente aos sistemas de armazenamento associados a microgeradores ou minigeradores, considerando que o risco de arbitragem de preços através da combinação de sistemas de armazenamento e fontes intermitentes não teria viabilidade econômica neste momento, já que a tecnologia ainda é incipiente e que a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento de maior porte ainda é bastante restrita. Além disso, com o crescimento da geração solar fotovoltaica, é desejável – dentro de certos critérios – que os consumidores com microgeração ou minigeração optem por sistemas de armazenamento, de modo a reduzir eventuais efeitos adversos advindos do fluxo reverso de potência nos alimentadores de distribuição.

60. Ressalta-se, contudo, que o SCEE é reservado às fontes de geração para as quais a regra foi estabelecida, de maneira que continua válido o princípio de que os incentivos dados aos microgeradores e minigeradores devam estar sempre atrelados à efetiva produção de energia elétrica, a partir das fontes expressamente citadas na Lei 14.300.

61. Em relação a capacidade mínima de armazenamento de 20% da geração **mensal** da usina solar, para ser considerada despachável, conforme estabelecido na Lei, a proposta submetida à CP previu que a capacidade da bateria deveria ser maior ou igual à geração **diária** máxima, considerando a maior geração mensal do ano e dividindo esse valor pelo total de dias do mês. Na proposta, a geração mensal deveria ser estimada ou retirada de um histórico.

62. Contudo, entidades do setor solar contribuíram no sentido de que a Lei indicou que a capacidade de geração deveria ser **mensal**. Nesse sentido, considerando-se o texto da Lei, a proposta foi alterada de maneira que, para ser considerada como fonte despachável, a geração solar precisaria ter capacidade igual ou superior a 20% da geração **mensal**. Ressalta-se, contudo, que essa alteração leva a tamanhos de baterias consideravelmente superiores ao proposto originalmente – cerca de 6 vezes a geração média diária. Todavia, por se tratar de previsão expressamente estabelecida na Lei 14.300, reforçada nas contribuições, se promoveu a mudança.

63. No entanto, na sustentação oral feita pelo representante do INEL neste tema, foi trazido o entendimento que a capacidade de armazenamento se refere à capacidade de geração mensal que

a usina terá de prover ao sistema através dos ciclos diários de carregamento e descarregamento, ou seja, seria a divisão de 20% da produção média mensal E_g por 30 dias, conforme fórmula abaixo destacada. Tal entendimento estaria em linha com o que foi proposto na abertura da CP.

$CapMar = E_g \times 20\%/30 \text{ dias}$, onde:

$CapMar$ é a capacidade de armazenamento de energia em baterias

64. Entretanto, conforme contribuições trazidas na CP, a redação constante no inciso IX do art. 1º da Lei 14.300 não permite essa interpretação. Referido dispositivo define que as fontes despacháveis, dentre outras opções, devem ter baterias com capacidade de modulação de “...pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora...”. Ainda que eu entenda que o valor mensal é extremamente alto, incompatível com a função de uma bateria para modulação diária, a ANEEL não possui discricionariedade para definir valor diverso ao constante no texto legal.

65. O representante do INEL também sugeriu acrescentar parágrafo 2º no art. 655-A da proposta de REN estabelecendo que “o sistema de armazenamento de energia poderá ter sistema de medição independente, sendo os custos de adequação de responsabilidade da unidade consumidora”, Em seu entendimento tal dispositivo terá o condão de incentivar e facilitar operações financeiras para este negócio. Entretanto, a proposta contraria o art. 2º da Lei 14.300, o qual estabelece que o sistema de armazenamento deve estar associado à unidade com geração para participar do SCEE, enquanto a proposta sugere dissociá-los.

66. Outra contribuição aceita foi a de simplificar e deixar mais objetivo o cálculo desta geração, considerando o fator de capacidade de referência, proposto pela ANEEL para estimativa da energia gerada para fins de faturamento, conforme disposto no Anexo IV da proposta de Resolução Homologatória submetida à CP. Considerando que tal Fator de Capacidade será utilizado exclusivamente para fins de estimativa do tamanho do sistema de armazenamento de fonte solar para enquadramento como fonte despachável, o Anexo IV da minuta REH será excluído e o Fator de Capacidade será de 16% (valor aproximado da média aritmética dos fatores para cada Unidade Federativa proposto na abertura da CP).

67. Assim, a geração média será obtida pelo produto entre a potência instalada da central geradora, o fator de capacidade, a quantidade de horas do dia e a quantidade de dias do mês, conforme detalhado abaixo:

$$E_g = P_g \times FC \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ dias}$$

Onde:

E_g é a produção média mensal da central geradora associada;

FC é o fator de capacidade da fonte solar, estabelecido em 16%;

P_g é a potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída.

68. Com relação aos requisitos técnicos construtivos da bateria, ressalta-se que os sistemas de armazenamento associados a micro ou minigeradores são equipamentos internos instalados em unidades consumidoras, cuja regulação está fora da alçada da ANEEL. Todavia, acerca dos inversores utilizados para conexão de sistemas que possuem armazenamento (sistemas on-grid com baterias), a proposta trouxe a necessidade de que sejam apresentados relatórios de ensaios de avaliação de conformidade também desses inversores. Por estar relacionada ao dispositivo conversor que faz a

ligação com a rede da distribuidora, fica mantida essa obrigação.

II.1.3. SOLICITAÇÃO DE CONEXÃO

(CAPÍTULO II – DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E DE AUMENTO DE POTÊNCIA - artigos 2º a 7º da Lei 14.300)

69. A Lei 14.300 estabeleceu um conjunto de disposições relacionadas à conexão de consumidor com microgeração ou minigeração distribuída, que já estavam, em boa parte, regulados na REN 1.000/2021 e na REN 956/2021 (Módulo 3 do PRODIST). Assim, boa parte das contribuições já estavam previstas e outras para trazer maior clareza ao texto foram aceitas ou parcialmente aceitas sempre que se identificou melhoria na redação.

II.1.3.1. CONEXÃO PARA ALÉM DA CAPACIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

70. Na proposta de REN submetida à CP 51/2022, foi incluída tratativa para o problema de conexão de geração distribuída, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado²⁰.

71. A metodologia foi 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. Buscou-se não apenas preservar o conceito de que a geração distribuída, por estar junto à carga ou o mais próximo possível, pode trazer benefícios ao sistema, como também 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.

72. Da parte das distribuidoras, as principais contribuições foram para: (i) incluir violação de qualquer indicador de qualidade; (ii) evitar o fluxo reverso no disjuntor do alimentador e em reguladores; (iii) incluir degradação da flexibilidade operativa da rede; (iv) permitir o indeferimento do pedido de conexão; (v) atribuir aos consumidores o custo integral de implantação das alternativas; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) retirar a possibilidade de o consumidor reduzir a potência injetável; e (viii) escolha da alternativa na aprovação do orçamento de conexão.

73. Da parte do segmento de geração distribuída, as principais contribuições foram para: (i) maior transparência na análise da distribuidora; (ii) definir o mínimo de 3 alternativas para estudo; (iii) melhorar a redação; (iv) inclusão de alternativa de estudos para melhorias ou reforços na rede; (v) atribuição de custos por metodologia de participação financeira; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) não aplicação para geração distribuída já instalada ou que já protocolou o pedido de conexão; (viii) não aplicação para microgeração distribuída até 50 kW; (ix) aplicação da redução dinâmica de injeção apenas para usinas despacháveis; e (x) permitir que o consumidor apresente estudos alternativos.

74. Avaliando as contribuições, houve consenso para a manutenção da proposta apenas para os casos de inversão do fluxo, que representa, efetivamente, excesso de geração, sendo acatada. As contribuições para ampliar a aplicação do dispositivo para qualquer impacto sistêmico (nível de tensão, qualidade, restrições operativas etc.) ou para atribuir responsabilidade financeira exclusiva para o consumidor não foram aceitas, pois contrariam o marco legal e poderiam inviabilizar a conexão da geração distribuída. Assim, caso não ocorra a inversão do fluxo de potência, eventuais impactos

²⁰ Na proposta submetida à CP o texto foi proposto no art. 82 e na proposta final deslocada para os arts. 69, 73 e 83.

causados pela instalação de micro ou minigeração distribuída devem ser tratados de forma semelhante à conexão de uma carga, ou seja, observados os critérios de responsabilidade e de participação financeira quando houver necessidade de execução de obras.

75. O texto aprimorado passou a contemplar, em resumo, a obrigação da distribuidora de, ao elaborar o orçamento de conexão, realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem a inversão de fluxo de potência, a exemplo de:

- I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga;
- II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída;
- III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do **caput** do art. 23;
- IV - redução da potência injetável de forma permanente;
- V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica;

76. Segundo a nova proposta, as opções podem ser adotadas individualmente ou em conjunto e, as que incluam obras de responsabilidade da distribuidora, devem ser submetidas às regras de custeio e de participação financeiras já previstas na REN 1.000. Nas opções relacionadas à redução da potência injetável, os custos de implantação nas instalações do consumidor são de sua responsabilidade. Ao aprovar o orçamento de conexão, o consumidor escolhe a opção viável e indica se implementará medidas para redução da potência injetável, inclusive a instalação de sistemas de armazenamento.

77. Acatando as contribuições para maior transparência, propõe-se que o estudo da distribuidora que indicar a ocorrência do fluxo reverso deverá fazer parte do orçamento de conexão, bem como a análise de todas as alternativas e a indicação das responsabilidades em cada caso.

II.1.3.2. CONEXÃO PARA UNIDADES FLUTUANTES

78. Outra questão incluída diante das contribuições apresentadas foi dar tratamento específico para unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre a superfície de lâmina d'água nos artigos que tratam da definição do ponto de conexão (art. 25), na possibilidade de compartilhamento de subestação (art. 45) e na documentação do pedido de conexão (art. 67).

79. Neste assunto, foi apresentada em duas sustentações orais na 2ª RPO, sugestão de ajuste da redação proposta para o inciso VI do § 2º do art. 67 quanto à obrigação de apresentação de licença para unidades flutuantes de geração fotovoltaica, que em determinados casos são dispensadas, conforme legislação específica, o que foi acatado, o que gerou a necessidade de ajustes nos artigos 45 e 67 da minuta de alteração da REN 1000/2021.

II.1.3.3. AJUSTES PONTUAIS

80. Ademais, ajustes pontuais estão sendo propostos no texto do procedimento de conexão, em função das contribuições recebidas, com destaque para:

- a) maior clareza que o enquadramento de unidade consumidora com minigeração distribuída deve ser no Grupo A (art. 23);

- b) maior clareza sobre o momento em que a aprovação prévia de projeto deve ser realizada, corrigindo e eliminando a obrigatoriedade do projeto aprovado ser requisito para a solicitação do orçamento de conexão (arts. 50 e 67);
- c) maior clareza que, após o fornecimento do protocolo do pedido de conexão (art. 70), a distribuidora tem o prazo de até 5 dias úteis para verificar se as informações e documentos recebidos atendem ao previsto na regulação (art. 71) e informar ao consumidor que realizará os estudos, projeto e orçamento;
- d) estabelecimento do direito de o consumidor decidir sobre a contagem do prazo para realização da primeira vistoria, de forma a evitar reprovações desnecessárias e, no caso do Grupo B, fixação de prazo de até 120 dias para solicitação, mesmo prazo da antiga Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST;
- e) eliminação do formulário padronizado pela ANEEL para solicitação de orçamento estimado e aprimoramento do formulário padronizado pela ANEEL para solicitação do orçamento de conexão.

II.1.3.4. PRAZO PARA CORREÇÃO DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA FINS DOS BENEFÍCIOS DE QUE TRATA O ART. 26 DA LEI 14.300 (ARTIGOS 70 E 71 DA REN 1000/2021)

81. O inciso II do art. 26 da Lei 14.300/2022 estabeleceu que fazem jus aos benefícios tarifários nele estabelecidos os interessados que protocolarem **solicitação de acesso** em até 12 meses, contados da publicação da Lei. Na Lei, a **solicitação de acesso** é tratada no §3º do art. 2º, o qual estabelece a obrigatoriedade de sua apresentação através de formulário padronizado, acompanhado de todos os documentos pertinentes.

82. Por sua vez, o §4º do art. 2º da Lei trata de **estudos de responsabilidade do acessante**, e não de **solicitação de acesso**.

83. Pelas contribuições trazidas na RPO, tal §4º asseguraria aos interessados a possibilidade de correção da **solicitação de acesso**, na ocasião de vícios sanáveis ou falta de documentos, em até 30 dias após notificação da distribuidora. Isso garantiria os benefícios de que trata o art. 26 da Lei àqueles que, mesmo tendo entregue a solicitação com falta ou incorreção nos documentos, fizessem a correção da **solicitação de acesso** após o prazo expresso no próprio art. 26.

84. Cabe destaque, que os **estudos de responsabilidade do acessante** deixaram de ser exigidos desde março de 2022, quando a REN 1.000/2021 estabeleceu que todos os estudos passaram a ser de responsabilidade da distribuidora. Logo, no arcabouço atual, não existem “documentos” ou “estudos” de responsabilidade do acessante que não estejam listados na **solicitação de acesso**, o que faz com que tal parágrafo tenha perdido seu objeto.

85. Neste ponto, como o prazo do §4º refere-se aos **estudos de responsabilidade do acessante**, e o inciso II do art. 26 à **solicitação de acesso**, solicitei parecer da PF acerca da possibilidade de aproveitar as disposições do §4º para possibilitar correção da solicitação de acesso de que trata o §3º, conforme sugerido nas contribuições no decorrer da 2ª RPO.

86. Em sua manifestação, a PF ressalta que, no art. 2º da Lei 14.300, “*cada parágrafo trata de tema independente, um do outro, conectados apenas pela comum referência ao mesmo caput, [...], não servindo um parágrafo para complementar o outro*”. Adicionalmente, conclui a PF que “a

contribuição levantada já suscita incoerência dogmática, visto que pretende fazer com que a previsão de um parágrafo (o §4º) seja aplicada para complementar não o caput, mas outro parágrafo (o §2º)". Além disso, a PF destaca que o §4º legitima possibilidade de correção dos estudos de responsabilidade do acessante, que já não mais existem por alteração promovida pela REN 1.000/2021.

87. A PFANEEL ainda assevera que acatar a tese apresentada por ocasião das sustentações orais na 2ª RPO, permitindo que qualquer solicitação de acesso pudesse ser complementada após o prazo de 7 de janeiro de 2023, implicaria em reconhecer *"que a própria Lei 14.300 estaria a trazer regra de transição inócua: bastaria o mero protocolo de qualquer papel na distribuidora para se afastar a aplicação da regra tarifária da Lei 14.300 até 2045"*.

88. Desse modo, em linha com as conclusões da PF, descarta-se a possibilidade de valer-se do §4º para criar possibilidade de enquadramento daqueles que não cumpriram o comando do inciso II do art. 26, de não apresentarem documentos referentes à solicitação de acesso completa e tempestiva. Portanto, afasto as contribuições relacionadas ao tema recebidas na RPO, mantendo o mérito da questão.

II.1.3.1. GARANTIA DE FIEL CUMPRIMENTO (ART. 4º DA LEI 14.300)

II.1.3.1.1. Modalidades

89. A Lei 14.300, em seu art. 4º, criou a obrigação de apresentação de garantia de fiel cumprimento (GFC) por parte dos interessados na conexão de centrais de minigeração, a partir de 500 kW de potência instalada (2,5% do valor do investimento de 500 a 1000 KW e 5% acima de 1000 kW).

90. Na abertura da CP, foi proposto (§2º do art. 655-C) que a GFC pudesse ser apresentada, exclusivamente, por meio de depósito bancário em espécie (caução). No entanto, contribuições sugeriram que fossem incluídas as modalidades carta-fiança, seguro-garantia e títulos de dívida pública, em linha com as modalidades previstas na Lei nº 14.133/2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos). Em geral, as contribuições apresentam argumentos que uma única modalidade restringiria as possibilidades do interessado na conexão, sendo a trazida na minuta a mais onerosa. Adicionalmente, citam que as outras modalidades sugeridas são usualmente utilizadas no setor elétrico, e deveriam ser igualmente previstas na norma em análise.

91. Importante lembrar os fundamentos considerados na abertura da CP que levaram à proposta da única modalidade ser caução: (i) evitar excessiva complexidade de regras e procedimentos; (ii) evitar custos financeiros e administrativos; (iii) não vinculação do processo de conexão de microgeração ou minigeração distribuída ao tratamento previsto na Lei de Licitações e Contratos Administrativos; (iv) histórico de insucesso na etapa de execução na modalidade seguro garantia.

92. De fato, por assistir razão em alguns argumentos trazidos nas contribuições, entende-se adequado ampliar o rol de modalidades de garantias para títulos da dívida pública e fiança bancária, mantendo, entretanto, o seguro garantia fora desse rol. Tal entendimento se baseou:

- a) nas contribuições recebidas;
- b) no fato de que a própria REN 1.000/2021 já prevê (art. 345), para o caso de

- inadimplemento, procedimentos para a apresentação de outras modalidades de garantias por parte de consumidores e usuários;
- c) na discricionariedade dada à ANEEL pela Lei 14.300 na escolha das modalidades;
 - d) no histórico de insucesso na execução do seguro-garantia;
 - e) no fato de que não é possível nem desejável equiparar a conexão de MMDG com os processos de outorgas de geração, tanto do Ambiente de Contratação Livre – ACL quando do Ambiente de Contratação Regulado – ACR – Leilões, cujo modelo de aplicação de multa com desconto na garantia não é possível aplicar aos consumidores interessados em conexão de minigeração por não serem agentes outorgados;
 - f) no fato de não se aplicar ao caso a Lei de Licitações e Contratos Administrativos.

93. Neste ponto, importante ressaltar que não se aplicam as sugestões de equiparação às modalidades previstas no art. 345 da REN 1.000/2021, pois, nesse artigo, a prerrogativa de aceitar ou não a garantia é da distribuidora, o que não se aplica no presente caso.

94. Desta forma, na apresentação da garantia de fiel cumprimento o consumidor pode optar, exclusivamente, por uma das seguintes modalidades²¹:

- a) caução em dinheiro;
- b) títulos da dívida pública emitidos sob a forma escritural, mediante registro em sistema centralizado de liquidação e de custódia autorizado pelo Banco Central do Brasil; ou
- c) fiança bancária emitida por banco ou instituição financeira devidamente autorizada a operar no país pelo Banco Central do Brasil, sendo que neste caso, a distribuidora deve indicar, no mínimo, quatro bancos ou instituições financeiras a serem escolhidas pelo minigerador.

II.1.3.1.2. Custódia

95. Quanto à custódia das garantias, as distribuidoras sugeriram a contratação de instituição financeira, que se responsabilizaria também pela devolução com a remuneração exigida na norma (IPCA). A mesma preocupação com a gestão desses recursos pela distribuidora foi apresentada pelas entidades de geração distribuída, citando que a distribuidora seria parte interessada na transação e que, por isso, a custódia das garantias deveria ser feita por terceiros, com a sugestão de que fosse a própria ANEEL.

96. Considera-se oportuno acatar a sugestão das distribuidoras para, caso desejarem, contratar instituições financeiras para realizar a gestão das garantias, não pelo motivo alegado nas contribuições de serem partes interessadas, uma vez que a própria lei determina que os valores referentes a eventual execução da garantia sejam revertidos para a modicidade tarifária. Além disso, a condição de agente regulado das distribuidoras as torna sujeita a consequências e penalidades em caso de falha na gestão das garantias. A razão de acatar a sugestão da contratação de ente financeiro se deve ao fato de que o serviço de custódia das garantias envolve novas atividades, como controle ativo e individual de cada garantia, a fim de programar os fluxos de caixa de saída para a devolução do montante ao depositante, bem como atualização dos valores e gestão de um portfólio de aplicações financeiras com o objetivo específico de rentabilizar os valores a uma taxa igual ou superior ao índice em questão, para impedir que a distribuidora seja onerada por um risco do usuário.

²¹ o § 2º do art. 655-C da REN 1000/2021.

97. As distribuidoras também sugeriram que os custos de contratação da instituição sejam arcados pelo interessado na conexão. Contudo, eventuais custos decorrentes desse procedimento deverão ser cobertos pelas próprias distribuidoras, não sendo acatada a sugestão de individualizar ou repassar os custos para os usuários interessados ou ainda deduzir tais custos dos valores recebidos em garantia. Ou seja, a atividade de gestão das garantias de fiel cumprimento para fins de conexão de MMGD ao sistema de distribuição, desde o recebimento até a fase de restituição ou execução, passa a fazer parte do rol de atividades inerentes à concessão, devendo seus custos serem cobertos pelas tarifas. Isso não impede que, no futuro, visando individualizar os custos incorridos pelos usuários, a ANEEL possa padronizar taxa específica para esse serviço de gestão da garantia. Mas, no momento, julga-se melhor avaliar a evolução do tema durante sua aplicação.

II.1.3.1.3. Isenção da obrigação de apresentação de garantia (§1º do art. 4º da Lei 14.300)

98. Algumas entidades de geração distribuída sugeriram, tanto em contribuições na CP 51/2022 quanto em sustentações orais por ocasião da 2ª RPO, retirar a exigência de permanência, por 12 meses nas modalidades geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras, que são isentas pela Lei da obrigação de apresentação da GFC. Foi alegada ausência de previsão legal e suposta desnecessidade, após a concretização da conexão.

99. Todavia, faz-se necessário mantê-la para evitar a utilização dessas modalidades apenas com o intuito de esquivar-se da obrigação de apresentação da GFC, assegurando assim, o propósito da criação do instituto da GFC. Ressalte-se que a restrição não impede a transferência de titularidade nem obriga o pagamento da GFC pelo interessado quando da solicitação do orçamento de conexão para a modalidade geração compartilhada ou múltiplas unidades consumidoras, o que esclarece a dúvida apresentada pela COMERC por mensagem eletrônica. Além disso, não afeta os agentes que efetivamente queiram se conectar e permanecer nas modalidades isentas da GFC, uma vez que a restrição ora proposta lhes seria indiferente.

II.1.3.1.4. Momento de apresentação de garantia

100. Restou estabelecido na proposta submetida à CP que o consumidor 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.

101. Houve contribuição para postergar esse momento de apresentação da garantia, sob a alegação de que o empreendedor não teria certeza da viabilidade técnica para a continuidade do projeto, sendo mais adequado que a GFC fosse aportada somente na ocasião da assinatura do CUSD.

102. Entretanto, é a partir do momento do pedido de conexão que o agente assume a posição de “interessado”, descrita no *caput* do art. 4º da Lei nº 14.300/2022, passando a ter a obrigação de apresentação da GFC. Ademais, a própria Lei prevê a devolução integral da garantia em caso de desistência antes de completados 90 dias da emissão do orçamento de conexão, fator que mitiga sobremaneira o alegado risco dos empreendedores e deixa claro o momento de apresentação da garantia. Além disso, a garantia feita à *posteriori* não seria eficiente para inibir pedidos de conexão de caráter especulativo.

103. Em manifestação apresentada por e-mail à minha Assessoria, em 3 de fevereiro de 2023, a COMERC retificou a contribuição apresentada na CP (de apresentação da GFC somente na assinatura do CUSD), reconhecendo que poderia ser em momento anterior, mas não no momento de apresentação do pedido de conexão e sim no momento da emissão do orçamento de conexão. A justificativa é que, nesse momento, haveria uma sinalização da viabilidade da conexão para o interessado, o que evitaria o dispêndio com a obtenção da garantia caso a intenção fosse não prosseguir. A nova proposta não poderia ser acatada pois, além dos argumentos apresentados no parágrafo anterior continuarem válidos, existe na regulamentação a possibilidade de solicitação do orçamento estimado (antiga informação de acesso) antes do pedido do orçamento de conexão, justamente para possibilitar aos agentes conhecer os aspectos inerentes à viabilidade da conexão.

II.1.3.1.5. Renúncia ao direito de desistir do orçamento de conexão (§6º do art. 4º da Lei 14.300)

104. O §6º do art. 4º da Lei 14.300 estabeleceu que o interessado pode desistir da solicitação de conexão a qualquer tempo e a garantia de fiel cumprimento seria executada caso a desistência ocorra após 90 dias da data de emissão do parecer.

105. Neste íterim, considerando o direito de desistência da solicitação de conexão com devolução da garantia de fiel cumprimento no prazo de até 90 dias, o que poderia acarretar a suspensão do prazo de início de obra por parte da distribuidora, concordo com a proposta da NT 2/2023 de acatar as contribuições (tanto por parte do segmento de distribuição quanto do segmento de GD) para inserir no procedimento de conexão a possibilidade de renúncia ao direito de desistir do orçamento de conexão.

II.1.3.2. TROCA DE TITULARIDADE EM UNIDADES COM MMGD (ART. 5º DA LEI 14.300)

106. O art. 5º da Lei 14.300 dispõe que *“fica 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, assegurada a destinação de créditos de energia às unidades consumidoras beneficiárias, a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do pedido”*.

107. A proposta da CP 51 dispôs²² que a alteração de titularidade somente ocorreria após a aprovação da vistoria. Se justificou a opção de estabelecer como marco a aprovação e não a solicitação, pois esta última poderia se dar de forma tácita a partir de algumas situações previstas no art. 91²³ da REN 1.000/2021. Entretanto, foram acatadas as contribuições e está sendo prevista a possibilidade de o interessado escolher entre solicitar vistoria ou que ela seja "automática" (sem solicitação). Desta forma, o novo texto agora prevê que a troca da titularidade é permitida após a solicitação de vistoria (para os que assim optaram quando do pedido de acesso) ou após a aprovação (para os que optaram pela vistoria automática).

108. Para os casos em que a troca de titularidade for solicitada após a conexão da

²² §7º do art. 138 da REN 1.000/2021

²³ (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.

microgeração ou minigeração, as disposições constantes na REN 1.000/2021²⁴ estão condizentes com o texto da Lei 14.300. Nesse sentido, caso ocorra troca de titularidade após a conexão, aplicam-se os procedimentos descritos nos §§3º e 4º do art. 13 da Lei 14.300, para tratamento dos créditos remanescentes do antigo titular²⁵.

II.1.3.3. VEDAÇÃO À COMERCIALIZAÇÃO DE PARECER DE ACESSO (ART. 6º DA LEI 14.300)

109. O art. 6º da Lei 14.300 estabelece vedação explícita à comercialização de parecer de acesso (agora nominado orçamento de conexão). Tal conduta acarreta ao menos três problemas: (i) inúmeros pleitos de conexão, atingindo centenas de pedidos, sem que haja real intenção do solicitante em se conectar; e (ii) direcionamento de mão-de-obra das distribuidoras para dar vazão a esses pleitos, refletindo-se, em última instância, em aumento de custos operacionais; e (iii) prejuízo aos investidores efetivamente interessados em se conectar. Portanto, oportuna essa previsão legal.

110. Algumas contribuições trouxeram que a exigência de fiel garantia para conexões a partir de 500 kW, de certa forma, afasta a atuação de especuladores. O problema, então, estaria concentrado em conexões até este limite, que representam mais de 99% das conexões. Para coibir a atuação de especuladores, foi sugerido que, durante o processo de conexão, o interessado devesse comprovar a capacidade financeira para construir a central geradora objeto do pedido, através da apresentação de demonstrações financeiras ou declarações de imposto de renda. De fato, isso mitigaria que especuladores atuassem solicitando inúmeras conexões, dificultando a venda dos pareceres, mas traria burocracia ao processo. Adicionalmente, há dúvidas sobre a legalidade da exigência, pela distribuidora, de informações tributárias dos agentes.

111. Outro mecanismo sugerido foi o de que o interessado informasse, durante o processo de conexão, a lista de unidades consumidoras beneficiadas pelos excedentes de energia gerados nas modalidades de geração compartilhada. Todavia, a proposta não pôde ser aproveitada por apresentar excessiva limitação frente ao problema que se busca enfrentar.

112. Desse modo, não são estabelecidos mecanismos ou critérios objetivos para caracterizar venda de orçamento de conexão, mantendo-se o texto submetido à CP, que oferta um conjunto de providências a serem tomadas quando caracterizada tal prática.

II.1.3.4. POSTERGAÇÃO DE PRAZO PARA CONCLUSÃO DAS MELHORIAS E REFORÇOS DE REDE (ART. 7º DA LEI 14.300)

113. O art. 7º da Lei 14.300 possibilitou a prorrogação dos prazos estabelecidos para conclusão das melhorias e dos reforços de rede indicados em orçamento de conexão, nos casos de comprovação de evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina, quando devidamente comunicado pelo acessante à distribuidora, tendo como consequência a postergação dos pagamentos estabelecidos no CUSD.

²⁴ Artigos 138 e 139

²⁵ Art. 655-I da REN 1.000/2021 Somente nos casos de encerramento contratual ou alteração de titularidade de unidade consumidora participante do SCEE os créditos de energia podem ser realocados para outras unidades consumidoras.

§ 1º Nos casos previstos no **caput**, os créditos de energia devem ser realocados para unidades consumidoras do mesmo titular atendidas pela mesma distribuidora, conforme indicação do titular.

(...)

114. O art. 157 da REN 1.000/2021 prevê a possibilidade de prorrogação do CUSD para centrais geradoras, distribuidoras acessantes, agente exportador ou agente importador nas situações de: (i) acordo entre as partes, (ii) situações excludentes de responsabilidade ou (iii) quando da alteração de calendário pela ANEEL.

115. Nesse sentido, na abertura da CP sugeriu-se incluir os microgeradores e minigeradores na abrangência do citado art. 157, estabelecendo que 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.

116. Uma contribuição entendeu que se estaria restringindo o direito trazido no art. 7º da Lei, ao estabelecer que a postergação se daria apenas quando da ocorrência de situação que justificasse a postergação do CUSD, e pelo período no qual tenha durado a ocorrência comprovada pelo consumidor, não bastando a mera comunicação. Entretanto, não se entende possível interpretar que o texto legal possibilita a postergação indefinida para realização das obras e do contrato apenas pela mera solicitação de uma das partes, bastando as condições para formular o pleito estarem atendidas, e afastando outros princípios de equilíbrio contratual ou tarifário, igualmente estabelecidos em lei. Adicionalmente, a interpretação proposta implicaria em disponibilizar, gratuitamente ao acessante, uma equipe de prontidão para reiniciar as obras quando o interessado assim decidisse. Evidentemente há obrigação de prorrogação quando o interessado apresentar situações fáticas que justifiquem a prorrogação do contrato, e não apenas pela sua mera vontade.

117. Outra contribuição sugere que o pleito deve ser formulado 30 dias antes do início do contrato. Segundo a sugestão, isso daria tempo hábil para a distribuidora avaliar o pedido e evitaria postergações meramente especulatórias, haja vista que, com a antecedência proposta, o usuário já saberia identificar a necessidade de postergação do prazo das obras e do início da cobrança do contrato. Todavia, o §1º do art. 157 já estabelece a necessidade de antecedência mínima de 60 dias para apresentação do pleito de postergação, não se enxergando razão para tratamento diferenciado nos casos de microgeração e minigeração distribuída, razão pela qual não se acata a redução desse prazo.

II.1.4. CÁLCULO DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA NA CONEXÃO DA MICROGERAÇÃO OU MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (CAPÍTULO III – DAS RESPONSABILIDADES FINANCEIRAS – art. 8º da Lei 14.300-)

118. O art. 8º da Lei nº 14.300/2022 estabelece a obrigatoriedade de participação financeira nos custos de ampliação de capacidade ou reforma de subestações, alimentadores e linhas já existentes no caso de instalação de microgeração ou minigeração distribuída, observadas as diretrizes e as condições determinadas pela ANEEL. O § 6º do mesmo artigo estabelece que os custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída serão integralmente arcados pela distribuidora.

119. As principais contribuições por parte das distribuidoras foram: (i) atribuir todos os custos de conexão ao consumidor; (ii) não aplicação da gratuidade disposta na Lei 10.438/2002 para unidades consumidoras com microgeração distribuída; (iii) no caso de conexão de carga gratuita, atribuir as obras adicionais ao cálculo da participação financeira; (iv) estabelecer gratuidade em caso de mesma obra para atendimento da carga; (v) estabelecer gratuidade para potência injetável até potência de carga; (vi) inserir o conceito de carga passiva equivalente; (vii); estabelecer regra de participação

financeira para qualquer aumento de potência disponibilizada; (viii) manter a regra de proporcionalização da REN 1.000; e (ix) não considerar no cálculo da participação financeira dos Grupos A e B a parcela de geração.

120. Por parte do segmento de geração distribuída, as principais contribuições foram para: (i) considerar a demanda de injeção no cálculo do Encargo de responsabilidade da Distribuidora (ERD); (ii) adotar a metodologia final da CP 25/2019 para o Grupo A; (iii) considerar a parcela de carga e de injeção no cálculo do ERD.

121. Resultado das contribuições, foram feitos, resumidamente, os seguintes aprimoramentos:

- a) mantida a proposta de simplificação no cálculo da proporcionalização, dada a atual dificuldade de compreensão e de operacionalização da identificação da reserva de capacidade individualizada dos itens do orçamento, o que se agrava com a conexão da microgeração e minigeração distribuída;
- b) manutenção da regra vigente para o Grupo B;
- c) aprimoramento da metodologia de cálculo contida na REN 1.000 para o Grupo A, contemplando, em resumo, a proposta que constava da análise final da CP 25/2019, ou seja, nos casos em que a demanda contratada para geração superar a demanda contratada para consumo, deverá compor o cálculo do ERD uma parcela referente à essa demanda de geração;
- d) inclusão de dispositivos²⁶ para explicitar que as melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída alcançam os casos em que a instalação da microgeração não implique necessidade de aumento da potência disponibilizada de carga na unidade consumidora, visto que a própria Lei 14.300 estabelece a necessidade de pagamento de participação financeira para a microgeração distribuída (caput do art. 8º);
- e) explicitação do direito do consumidor de aplicação do marco legal de universalização disposto no art. 14 da Lei 10.438/2002, que trata da gratuidade para conexão de carga, nos casos de instalação conjunta de microgeração distribuída.

II.1.4.1. SISTEMAS DE MEDIÇÃO (§§ 4º E 5º DO ART. 8º DA LEI 14.300)

122. Os §§ 4º e 5º do art. 8º da Lei 14.300 estabeleceram as responsabilidades técnicas e financeiras pelos sistemas de medição. No caso da microgeração, tais responsabilidades foram alocadas à distribuidora, e para a minigeração, o custo de adequação do sistema de medição foi alocado ao interessado pela conexão.

123. Na abertura da CP, foi incentivada a apresentação de contribuições relacionadas ao aproveitamento do movimento natural de troca dos medidores devido à instalação de micro ou minigeração distribuída para implantação de medidores mais modernos, com inclusão, além de funcionalidades mínimas, de comunicação remota e/ou apuração de distorção harmônica. A obrigatoriedade de adotar medição inteligente nas novas conexões de micro e minigeração distribuída contribuiria para a correta medição e, assim, o correto faturamento dessas unidades consumidoras pelo uso da rede de distribuição na forma de gerador (pela demanda medida).

²⁶ Arts. 104, 105, 106 e 109 da REN 1.000/2021.

124. Após análise das 23 contribuições apresentadas e reuniões realizadas pela SRD com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) e com representantes de fabricantes, chegou-se à conclusão de que a proposta submetida à CP deve ser alterada para, em unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída:

- a) não realizar troca de medidores com novas funcionalidades mínimas em unidades existentes, seja do Grupo A ou Grupo B, nem em novas unidades do Grupo B; e
- b) para as novas conexões de unidades consumidoras do Grupo A, o sistema de medição deve atender as funcionalidades indicadas pela Abinee como já disponíveis no mercado e listadas na proposta de redação do item 17-A do Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, mas apenas a partir de 1º de janeiro de 2024.

125. Tal proposta se baseou nas seguintes considerações:

- a) contribuições dos fabricantes no sentido de que *“...a melhor opção é dividir as funcionalidades de acordo com o grupo tarifário, já que há produtos que atendem, praticamente, todas as necessidades da minigeração...e não há produtos que atendem as funcionalidades desejadas para a microgeração...”*;
- b) algumas funcionalidades (medição de harmônicos e variação de tensão de curta duração - VTCD) ainda não estão disponíveis para os equipamentos destinados às unidades consumidoras do Grupo A e demandaria prazo de 24 meses para que passassem a atender estes requisitos;
- c) as demais funcionalidades propostas na abertura da CP, além de estarem disponíveis imediatamente, não haveria acréscimo significativo de custo em relação aos medidores atualmente utilizados para unidades consumidoras do Grupo A que instalam micro ou minigeração distribuída;
- d) não se espera impacto técnico ou financeiro significativo, considerando que, do total de 1.612.691 unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída no país em 19 de janeiro de 2023, apenas 21.006 (1,3%) eram do Grupo A, sendo 13.172 com microgeração e 7.834 com minigeração;
- e) para unidades consumidoras do Grupo B, apenas a apuração da energia ativa e reativa, ativa e consumida, estão disponíveis imediatamente nos medidores, sendo necessário prazo de 12 a 48 meses para serem implementadas, com incremento expressivo de custo desses equipamentos, com potencial impacto nas tarifas dos demais usuários.

126. Quanto à contribuição para que o custo de medidores com funcionalidades adicionais utilizados em centrais de microgeração distribuída seja suportado pelos próprios consumidores, o § 4º do art. 8º da Lei 14.300 proíbe tal interpretação.

127. Importante esclarece-se que a ANEEL conduzirá atividade específica sobre medição no presente biênio, que suscitará discussão mais detalhada sobre a evolução da medição e culminará com uma CP específica sobre o tema. Propõe-se que os benefícios de se obrigarem novas funcionalidades para unidades do Grupo B sejam discutidos na atividade a ser conduzida pela ANEEL sobre esse tema no presente biênio.

II.1.5. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SCEE E REGRAS DE FATURAMENTO

(CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA– art. 9º, 10, 11, 17, 20, 26 e 27 da Lei 14.300)

128. Por meio dos artigos 22 e 25 da Lei 14.300 se reconhece que o SCEE atualmente em vigor permite que custos de componentes tarifárias não associadas ao custo da energia²⁷ não sejam pagos diretamente pelo consumidor participante, criando subsídio (política pública) entre o “consumidor-gerador” e os demais usuários do sistema, inclusive aqueles que não participam do SCEE. Nesse sentido, o art. 25 estabelece que a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada. O efeito decorrente do custeio pela CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado.

129. Os artigos 17, 26 e 27 da Lei 14.300 traz dispositivos para preservar as regras atuais, por um tempo, e cria 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.

130. O art. 17 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, abatidos os benefícios propiciados pelas centrais de MMGD, cujas diretrizes de valoração serão definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e os cálculos feitos pela ANEEL em 18 meses após a publicação da Lei 14.300. Assim, a regulamentação ora proposta não fixa a regra definitiva, restando pendente a definição dos 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 previstas nos artigos 26 e 27 da Lei 14.300, havendo tempo hábil para a complementação da regulamentação.

131. Algumas contribuições versaram sobre a definição e valoração, pela ANEEL, de benefícios atribuíveis à geração distribuída, para fins de aplicação do art. 17 da Lei 14.300. Entretanto, conforme citado, o tema está fora do escopo do presente processo, e a ANEEL está aguardando definições do CNPE para avançar com os estudos, conforme preceitua a Lei 14.300.

132. Sobre as regras relacionadas com as cobranças pelo uso do fio incidentes sobre a energia compensada²⁸, estão sendo propostas alterações decorrentes da publicação da Resolução Homologatória - REH nº 3.169/2022, que estabeleceu os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei 14.300 sobre a energia do SCEE.

133. A REH classifica as centrais geradoras em três tipos (GD I, GD II e GD III), que foram incorporados na minuta do regulamento tratado na CP 51²⁹:

- a) GD I - conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023, abrangidas pelo art. 26 da Lei;
- b) GD II - conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III, abrangidas pelo caput do art. 27 da Lei; e

²⁷ As componentes tarifárias associadas ao custo da energia são TE-Energia, TE-Transporte e Bandeira Tarifária. As demais componentes (não associadas ao custo da energia) correspondem aos custos dos Serviços de Distribuição, Serviços de Transmissão, Perdas de Energia e Encargos Setoriais, conforme a classificação disposta no Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

²⁸ dispostas nos arts.655-K a 655-M da minuta submetida à CP.

²⁹ arts. 655-K, 655-M e 655-L.

- c) GD III - conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia, abrangidas pelo §1º do art. 27 da Lei.

134. Os percentuais estabelecidos na REH nº 3.169/2022 são válidos até o próximo processo tarifário da distribuidora (quando há alteração das relações das componentes tarifárias) ou a cada ano civil até 2029 (quando há alteração dos percentuais a serem pagos). Desse modo, ao longo do tempo, a referida REH perderá objeto, e será substituída pelas REH que estabelecem as tarifas de cada distribuidora.

II.1.5.1. CONDIÇÕES PARA PERDA DA CLASSIFICAÇÃO COMO GD I – SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

135. A minuta³⁰ submetida à CP trouxe 3 possibilidades em que a microgeração ou minigeração distribuída perderia a classificação de GD I: encerramento contratual, ocorrência de procedimento irregular ou instalação de sistema de armazenamento. A impossibilidade de instalação de sistema de armazenamento foi sugerida como forma de evitar expansão da injeção pela central geradora, bem como preservar as condições do gerador às que existiam quando os subsídios foram estabelecidos.

136. Entretanto, muitas contribuições questionaram a necessidade e a legalidade desta última hipótese. Relatam que a instalação de armazenamento tem potencial para beneficiar o sistema elétrico, além de não representar alteração das condições originais da central geradora. Concordando com as contribuições, as condições originais do sistema de geração somente são alteradas quando há alteração da potência do inversor (para geração em corrente contínua), que pode ser causada, ou não, pela implantação de sistema de armazenamento. Logo, o problema adviria do aumento da potência instalada, e não da instalação de sistema de armazenamento. Portanto, sugere-se acatar as contribuições que propõem excluir tal hipótese para retirada do enquadramento como GD I.

137. Por outro lado, deve-se manter controle sobre eventuais expansões à revelia da distribuidora (que independem da instalação de sistema de armazenamento). Atualmente, já é prevista a desconexão por ordem técnica de unidades consumidoras que façam expansão de geração à revelia. Uma contribuição relatou que isso também deveria representar condição para retirada da condição mais benéfica de usufruto do subsídio, haja vista isso ser procedimento irregular. Nessa linha, sugere-se acatar a contribuição e estabelecer a hipótese de aumento de potência da central geradora à revelia para retirada do enquadramento como GD I.

II.1.5.2. CONDIÇÕES PARA ENQUADRAMENTO EM GD I - PRAZO DE OBRAS DE CONEXÃO COMO PENDÊNCIA DE RESPONSABILIDADE DA DISTRIBUIDORA

138. O § 3º do art. 26 da Lei 14.300 estabelece que os empreendimentos que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da publicação da referida Lei, devem observar os prazos ali estabelecidos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso, para se enquadrarem no benefício concedido pelo artigo.

³⁰ § 2º do art. 655-K

139. Por sua vez, o § 4º do mesmo artigo definiu que a contagem dos prazos estabelecidos no § 3º fica suspensa enquanto houver **pendências de responsabilidade da distribuidora** ou caso fortuito ou de força maior.

140. O art. 655-K submetido à CP previu que os prazos para conexão não ficariam suspensos pela realização de obras de conexão no prazo previsto no orçamento de conexão. Diversas contribuições sugeriram que a realização de obras fosse entendida como pendência da distribuidora, ainda que dentro dos prazos regulamentares.

141. Na Nota Técnica 2/2023, as áreas técnicas opinaram por não acatar essas contribuições, por *“não ser possível entender que há pendência se a obra está sendo realizada dentro do prazo”*. Além disso, as áreas técnicas destacam que o prazo de conexão superior ao necessário para enquadramento como GD I é condição *“previamente conhecida pelo interessado na conexão, cabendo-lhe optar pela antecipação de obra ou migrar a conexão para outro local (quando isso for possível) caso deseje conectar-se dentro do prazo necessário para classificação como GD I”*.

142. Todavia, apesar de concordar com as áreas técnicas de que não se pode classificar obras realizadas dentro do prazo regulatório ou do estabelecido no orçamento de conexão como pendência de distribuidora, foram várias as alegações que a norma, na forma proposta, dificultaria ou impossibilitaria a classificação do interessado como GD I.

143. O problema ocorre, principalmente, nas centrais fotovoltaicas em que o §3º do art. 26 da Lei 14.300 estabelece que a conexão deve se dar em até 12 meses. Entretanto, a REN 1.000/2021 estabelece prazo de 365 dias para obras em tensão inferior a 69 kV que superem um Km de extensão de rede, ou conforme o cronograma da distribuidora para obras a partir de 69 kV.

144. Com isso, é possível que a distribuidora estabeleça obras que, de fato, inviabilizem a conexão dentro do prazo para conexão exigido na Lei 14.300 para fins de obtenção dos benefícios citados no art. 26 da mesma Lei. Embora exista a possibilidade de o interessado antecipar o atendimento, nos termos do art. 86 da REN 1.000/2021, haveria diversas situações em que o interessado perderia o benefício tarifário em decorrência apenas do tempo de duração das obras das distribuidoras.

145. A meu ver, assiste razão às alegações apresentadas. Em leitura ao §3º do art. 26 da Lei 14.300, verifica-se a existência de comando para que as usinas enquadradas no referido artigo (nominadas como GD I) devam ser conectadas nos referidos prazos. Portanto, o artigo criou obrigação de observância desses prazos, os quais, evidentemente, devem ser cumpridos tanto pelo interessado quanto pela distribuidora. Caso haja atraso por responsabilidade do interessado, este perderá o direito aos benefícios tarifários estabelecidos pelo artigo, conforme preceitua o seu §6º. Todavia, caso a distribuidora seja a responsável pelo não atendimento do prazo, haverá suspensão da contagem desses prazos, nos termos do §4º.

146. Logo, a própria Lei estabelece que ações da distribuidora que se delonguem mais do que os prazos do §3º traduzem-se em suspensão desses mesmos prazos. Trazendo esse raciocínio para o caso de conexão, julgo que a eventual execução de obra pela distribuidora além dos prazos estabelecidos no §3º do art. 26 da Lei 14.300 os suspendem por força do §6º do mesmo artigo. Em outras palavras, ao estabelecer prazos de conexão superiores ao do §3º do art. 26, a distribuidora

estaria incorrendo na pendência de que trata o §6º do mesmo artigo, mesmo sem infringir a regulamentação que estabelece o prazo máximo para realização das obras.

147. Com isso, o §4º do art. 26 estabelece que o prazo de que trata o §3º ficaria automaticamente suspenso quando a distribuidora não adotar as providências necessárias para viabilizar o acesso dentro do período nele mesmo estabelecido. E isso ocorre mesmo que a distribuidora atue dentro dos prazos estabelecidos na regulamentação. Assim sendo, o prazo segue contando até seu vencimento e, a partir daí, caso não haja conexão, há de se apurar a responsabilidade: se for do interessado (não ter construído a central geradora, por exemplo), fica impossibilitado o enquadramento como GD I, nos termos do §6º; se for da distribuidora, o prazo fica suspenso até cessar a pendência e a conexão seja possível.

148. Na prática, isso equivale a dizer que o enquadramento do agente como GD I é possível quando a conexão ocorrer até o prazo do orçamento de conexão, ou até os prazos do §3º do art. 26 da Lei, o que ocorrer por último.

149. A título de exemplo, se a distribuidora estabelecer no orçamento de conexão um prazo de 6 meses para acesso de uma minigeração distribuída da fonte fotovoltaica, esta terá até 12 meses para ser implantada e ser enquadrada como GD I. Por outro lado, caso as obras para acesso tenham duração prevista de 18 meses no orçamento de conexão, o prazo do §3º do art. 26 da Lei ficará suspenso pelo período que ultrapassar os 12 meses estabelecidos na Lei (por 6 meses), devendo o agente conectar-se até a data estabelecida no orçamento para assegurar os benefícios tarifários estabelecidos no art. 26 da Lei.

150. Sobre esse assunto, diante das várias manifestações em sustentações orais, por ocasião da 2ª RPO, no sentido de reiterar as contribuições apresentadas na CP 51/2022 de que todo o período de realização de obras pela distribuidora fosse entendida como sua pendência, ainda que dentro dos prazos regulamentares, ou seja, os prazos do §3º do art. 26 da Lei ficariam suspensos enquanto durarem as obras da distribuidora, passando a serem contados a partir do momento em que o sistema estivesse disponível. Por essa contribuição, a contagem dos prazos do §3º se iniciaria com a entrega das obras pela distribuidora (e não quando do orçamento de conexão), de modo que os prazos lá estabelecidos seriam para que o agente pudesse construir o empreendimento.

151. Posição contrária foi apresentada pelas distribuidoras, que concordam com o entendimento exarado na minuta de voto disponibilizada antes da 2ª RPO, e pela Frente Nacional dos Consumidores de Energia, que concorda com o esposado pelas áreas técnicas na NT 2/2023.

152. Diante da controvérsia, também solicitei manifestação jurídica acerca desse ponto. No Parecer nº 037/2023/PFANEEL/PGF/AGU, a PFANEEL avaliou que rotular a realização de obra em conformidade com a regulação vigente, a REN 1000/2021, como pendência da distribuidora implicaria admitir que os prazos regulatórios atuais sequer poderiam existir.

153. Observa a PFANEEL que o art. 2º da Lei 14.300 estabelece para as concessionárias ou permissionárias de distribuição o dever de *“atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída”*. Entretanto, à distribuidora não lhe pode ser atribuída a prática de um ilícito ou dano quando ela observa os prazos definidos na REN 1000/2021. Não há culpa

da distribuidora quando ela atua dentro dos parâmetros regulados. Não há sequer um ilícito administrativo ou a configuração de um inadimplemento ao contrato de concessão.

154. Acrescenta ainda a PFANEEL que o reconhecimento da realização de obra realizada em conformidade com a regulamentação vigente como pendência culposa de responsabilidade da distribuidora (na forma pleiteada) implicaria em estabelecer novo parâmetro para a disponibilidade de rede no setor de distribuição, em que a distribuidora deveria estar plenamente preparada para receber qualquer acessante, de qualquer porte, em qualquer ponto da rede.

155. Conclui a PFANEEL que a proposta descrita neste voto está adequada aos parâmetros indicados na Lei 14.300.

II.1.5.3. INTERPRETAÇÃO DO ART. 27 DA LEI 14.300

156. Quanto à interpretação do art. 27 da Lei 14.300, que 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, não foram recebidas contribuições, de modo a alterar o entendimento proposto na abertura tanto da presente CP 51 quanto da CP 50/2022³¹, que considerou que o benefício tarifário abrange todas as demais componentes, com exceção dos percentuais da TUSD Fio B, listados nos incisos I a VII do *caput* do art. 27.

II.1.6. OPÇÃO DE FATURAMENTO PELO GRUPO B

(CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA– (§1º do art. 11 da Lei 14.300)

157. O § 1º do art. 11 da Lei 14.300 dispõe que “*unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da ANEEL*”. Por outras palavras, esse dispositivo assegura ao participante do SCEE a possibilidade de optar pelo faturamento em Grupo B, desde que: (i) possua geração na unidade consumidora; (ii) não aloque excedentes para outras unidades consumidoras distintas; e (iii) a soma das potências dos transformadores não ultrapassar 112,5 kVA (uma vez e meia o limite para baixa tensão).

158. Na minuta submetida à CP, foi proposta alteração no art. 292 da REN 1.000/2021 para prever condições específicas para que as unidades com minigeração distribuída possam optar pelo faturamento em Grupo B.

159. As contribuições recebidas pelo setor de geração fotovoltaica sugeriram a retirada da condição de não haver alocação de excedentes para unidades distintas de onde ocorreu a geração, sob o argumento que tal condição inexistiria na Lei 14.300. As contribuições asseveram que o termo “geração local” se refere à necessidade de haver instalação de geração na unidade consumidora, não se tratando da modalidade de geração autoconsumo local. As contribuições alegam, ainda, que a interpretação dada na abertura da CP seria uma interpretação literal do texto legal, desconexa com o restante da Lei.

³¹ regulamentação dos aspectos econômicos da Lei 14.300, de que trata o processo 48500.004390/2022-04.

160. Por outro lado, a Frente Nacional dos Consumidores de Energia apresentou o entendimento que *“acerca do termo “geração local” para opção de faturamento pelo Grupo B, dado pelo artigo 11 da legislação, se entende que ele deve ser mantido no sentido de considerar como geração local apenas as unidades classificadas na modalidade de autoconsumo local. Conforme já explicitado em outros artigos da lei, a diferença entre geração local e geração remota já é demonstrada de forma explícita, ou seja, não cabe interpretações de maneira distinta conforme cada trecho da legislação”*

161. Neste ponto, percebe-se que outros dispositivos da lei³² evidenciam que a terminologia “geração local” e “geração remota” é utilizada para referenciar as modalidades de participação no SCEE, nas situações em que o sistema de geração esteja localizado, ou não, na unidade consumidora. Por outro lado, a mesma Lei utiliza a terminologia *“unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída”* para fazer referência a haver instalação de geração na unidade consumidora³³.

162. No caso específico do §1º do art. 11, resta evidenciada a opção do legislador em excluir a geração remota das possibilidades de opção pelo faturamento em grupo B, diferentemente do que é feito nos arts. 9º e 36. Nestes dois dispositivos, o texto legal inclui expressamente a possibilidade de tanto a geração local quanto a geração remota aderirem ao SCEE ou serem abrangidas pelo PERS. O mesmo não ocorre no §1º do art. 11, em que o texto da Lei veicula apenas a “geração local” como passível de optar pela forma de faturamento.

163. A consequência de expandir a possibilidade de opção pelo faturamento em grupo B para a geração remota, como sugerem as contribuições, sem embasamento legal, representaria extrapolar os subsídios estabelecidos na Lei 14.300 para unidades que não estão expressas como beneficiárias, com potencial de atingir valores expressivos de subsídio, pois possibilitaria que qualquer unidade do grupo A com transformador até 112,5 kVA pagasse o mínimo faturável (valor monetário equivalente a 100 kWh), bastando, para isso, colocar geração de qualquer porte (poucos kW de potência instalada, por exemplo) e compensando o consumo de forma remota.

164. Desta forma, não merece prosperar a interpretação dada nas contribuições e nas sustentações orais feitas na 2º RPO, de que o termo “geração local” tem sentido diverso do utilizado ao longo da Lei apenas no §1º do art. 11.

165. Acerca da aplicação dos novos requisitos legais para unidades já conectadas, o Parecer nº 00096/2022/PFANEEL/PGF/AGU³⁴ esclarece que a nova regra de faturamento deve incidir sobre os faturamentos realizados após o seu estabelecimento, independente da data de conexão da unidade consumidora e, para tanto, foi proposta regra de transição àqueles que atualmente são faturados nesta modalidade e não cumprem os novos requisitos legais.

166. Contrariamente às conclusões da Procuradoria, diversos agentes invocaram o direito adquirido para alegar ilegalidade – e até inconstitucionalidade – da norma submetida à CP, trazendo a questão da irretroatividade das regras para os agentes já conectados.

³² inciso I do art. 9 e art. 36

³³ Incisos II, V, VIII, X e XIV do art. 1º; caput dos artigos 2º, 3º, 12 e 20.

³⁴ Documento SIC 48516.000988/2022-00.

167. Nesse ponto, deve-se esclarecer que a nova regra de faturamento se aplica nos faturamentos ocorridos após a sua vigência. Somente haveria retroatividade se os faturamentos realizados antes da vigência da nova regra fossem refeitos considerando-a, o que, evidentemente, não é o caso. Aceitar a argumentação de direito adquirido significaria reconhecer que os agentes não estariam sujeitos a normas de faturamento criadas após a sua conexão. Logo, eventuais evoluções na estrutura tarifária (tarifação binômia, ou horária, por exemplo) ou mudanças nos valores de tarifas só alcançaria os agentes criados após a sua edição.

168. Portanto, não há de se falar em direito adquirido para regras de faturamento que incidirão apenas sobre faturamentos futuros, razão pela qual opina-se, em linha com a Procuradoria, pela impossibilidade de acatar as manifestações de direito adquirido para aplicabilidade dos novos critérios legais àqueles já haviam optado pelo faturamento em grupo B antes da Lei 14.300.

II.1.7. VEDAÇÃO À DIVISÃO DE CENTRAL GERADORA

(CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA– (§ 2º E 3º DO ART. 11 DA LEI 14.300)

169. O § 2º do art. 11 da Lei 14.300 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.”*. Tal comando trazido pela Lei é similar ao atualmente vigente, disposto no art. 4º da REN 482/2012, que dispõe ser de responsabilidade da distribuidora identificar os casos de divisão que resultam em alteração do enquadramento como micro ou minigeração e negar sua participação no Sistema de Compensação.

170. A proposta levada à CP 51/2022 elencou quatro situações de vedação da divisão de central geradora participante do SCEE para: enquadrar-se nos limites para microgeração ou minigeração distribuída; evitar ou diminuir o pagamento da garantia de fiel cumprimento; enquadrar-se em regra de transição mais favorável; ou usufruir de condições mais vantajosas.

171. Várias contribuições foram apresentadas no sentido de questionar a legalidade das situações de vedação ao acesso ao SCEE, pelo fato de não estarem dispostas explicitamente na Lei.

172. Após análise das áreas técnicas, chegou-se à conclusão que a minuta de REN submetida à CP acabaria por penalizar aqueles que, de boa-fé, desejassem dividir centrais geradoras de forma legítima, mesmo estando dispostos a arcar com os direitos e obrigações aplicáveis à central geradora antes da divisão. Assim, é mais adequado não obstar a participação no SCEE de divisões, retirando as vedações listadas nos incisos II, III e IV do art. 655-E da versão da REN submetida à CP, mantendo apenas o critério expresso no texto legal (enquadrar-se nos limites para microgeração ou minigeração distribuída), incluindo dispositivo expressando a impossibilidade de alteração de direitos e obrigações decorrentes das divisões das centrais geradoras.

173. O artigo 655-E também propôs estabelecer a responsabilidade da distribuidora em identificar situações de divisão que descumpram o comando legal, podendo solicitar informações adicionais. Neste ponto, as contribuições pediram para afastar a aplicação do art. 14 da REN 1000, que estabelece os documentos que a distribuidora não pode solicitar para comprovar propriedade ou posse do imóvel durante o processo de conexão. Ademais, foi solicitada a suspensão do prazo para conexão quando da solicitação de informações adicionais para verificação da divisão.

174. Tais contribuições não devem ser aceitas, pois não seria conveniente alterar critérios e prazos para conexão, que afetaria a totalidade dos usuários com micro ou minigeração distribuída, a fim de possibilitar investigação de divisão em alguns casos. Adicionalmente, assiste à distribuidora a possibilidade de solicitar informações necessárias e fazer a investigação sobre divisão após o processo de conexão.

175. Nos casos de descumprimento da vedação à divisão, a proposta estabeleceu que a distribuidora deve interromper a aplicação do SCEE e refaturar as unidades consumidoras, indevidamente beneficiadas, 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 SCEE nos casos de caracterização de divisão de sistemas ainda não conectados. Tais procedimentos propostos foram questionados e foi solicitada a garantia ao consumidor do direito à manifestação prévia antes da adoção das medidas cabíveis.

176. Entretanto, quando se constata uma divisão antes do processo de conexão, ocorre inobservância dos critérios para conexão, cabendo à distribuidora informar ao interessado para reapresentação do pleito de conexão. Para as divisões constatadas após o início do fornecimento, tal direito de manifestação já é garantido pela aplicação do art. 655-F.

177. Foram apresentadas também sugestões de critérios objetivos para caracterizar, ou descaracterizar, divisão. De um modo geral, critérios para descaracterizar a divisão eram frágeis, facilmente contornáveis e que possibilitavam usufruto de subsídio legal de forma indevida, e, por isso, não puderam ser acatadas. Já os critérios objetivos sugeridos para caracterizar a divisão não eram suficientemente robustos e generalizáveis que oferecessem razoável grau de segurança para afastar usufruto indevido dos subsídios legais.

178. Nas sustentações orais, foram reiterados os pleitos apresentados na CP 51/2022 pelas entidades representativas do segmento de geração solar de se estabelecer critérios objetivos para caracterizar a divisão. Por sua vez, por parte das distribuidoras, foi sugerido que a ANEEL fizesse uma espécie de caderno temático, de modo a exemplificar os casos de divisão e deixasse a regra geral a seu critério.

179. Fruto de tais considerações e ciente das dificuldades citadas, entendo adequado criar repositório setorial para cadastro de casos de divisão de centrais geradoras identificados, o qual serviria tanto como referência para as distribuidoras, investidores e consumidores, homogeneizando os critérios fáticos, quanto insumo para atuação da Agência para evitar distorções e abusos na aplicação dos critérios.

180. Adicionalmente, casos recorrentes estariam sujeitos a submissão ao Colegiado para definição de jurisprudência administrativa, que serviria como comando capaz de conferir a segurança desejada pelos que contribuíram, mas sem impor o enrijecimento inerente ao texto normativo, garantindo a dinamicidade exigida pela situação.

181. Para tal, proponho a inclusão de determinação para que a SRD adote as providências necessárias para dar publicidade aos entendimentos exarados pela ANEEL acerca dos casos concretos, a fim de possibilitar consultas acerca do tema por interessados.

II.1.8. DESTINAÇÃO DOS EXCEDENTES E DOS CRÉDITOS DE ENERGIA

(CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA– (arts. 12 e 13 da Lei 14.300)

182. O art. 12 da Lei 14.300³⁵ explicita que o excedente de energia elétrica será primeiro utilizado para abater o consumo realizado na mesma unidade consumidora em diferentes postos tarifários, 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.

183. Houve contribuições que sugeriram que fossem alocados primeiramente os créditos de energia, e posteriormente os excedentes. Entretanto, não foram acatadas as contribuições, pois a Lei é explícita ao estabelecer que os excedentes são apurados no ciclo de faturamento corrente e que os créditos são registrados e alocados para uso em ciclos de faturamento futuros (subsequentes).

184. Alguns representantes do setor solar propuseram mudança na alocação dos excedentes, de modo que as unidades consumidoras beneficiadas possam receber excedentes somente até o limite do seu consumo, e o remanescente ficaria com a unidade geradora, na forma de créditos, podendo ser realocados para outra unidade consumidora de mesma titularidade mediante solicitação. Outra contribuição foi no sentido de permitir que os créditos de energia fossem alocados conforme regras de alocação dos excedentes de energia. Entretanto, não há possibilidade de acatar tais sugestões, pois não há previsão legal para transferência de créditos entre unidades consumidoras. Além de não haver previsão legal, permitir a transferência de créditos entre diferentes titulares no âmbito do SCEE facilitaria a adoção de práticas irregulares de comercialização de energia subsidiada.

185. Sobre as condições para alteração do percentual, da ordem de alocação dos excedentes, ou de participantes, o §4º do art. 12 da Lei 14.300 estabelece que a distribuidora tem até 30 dias para operacionalizar essas alterações. Com base nesse comando, a proposta de regulamentação submetida à CP sugeriu que a alteração ocorresse no ciclo de faturamento subsequente ao em que ocorreu a solicitação. Apesar de contribuições para se estabelecer o prazo de até 30 dias e não no ciclo subsequente, opina-se por manter o texto inicial, que se encontra condizente com o texto da Lei.

186. Na CP contribuições destacaram as dificuldades operacionais que as distribuidoras teriam para cumprir o referido comando, sugerindo o estabelecimento de um intervalo para que o interessado solicite tais alterações. Todavia, de um modo geral, as alterações de percentuais ou da ordem de alocação dos excedentes são operações de pouca complexidade, e podem ser cumpridas nos prazos sugeridos na abertura da CP, julgando-se não ser necessário estabelecer intervalo entre os pedidos.

187. Na instrução técnica, foi proposto que se estabelecesse um intervalo mínimo de 180 dias entre as solicitações de alteração dos integrantes da geração compartilhada, como forma de evitar custos operacionais decorrentes de mudanças frequentes nos beneficiados. A proposta baseia-se no fato de não serem esperadas muitas alterações de integrantes na modalidade geração compartilhada, e que elas onerariam de forma desnecessária os custos operacionais das distribuidoras, suportados, em última instância, pelos usuários do sistema.

³⁵ Tratado no art. 655-G da REN 1000.

188. Todavia, recebendo contribuições após a instrução técnica, entendo que a restrição afetaria os modelos de negócio instituídos na Lei 14.300 sem, contudo, reduzir custos operacionais das distribuidoras na mesma proporção. Em outras palavras, os benefícios advindos com a medida não justificariam o ônus de sua aplicação aos microgeradores ou minigeradores enquadrados na geração compartilhada. Desta feita, entendo que não se deve estabelecer intervalo mínimo para solicitação de alteração dos integrantes

189. O art. 13 da Lei 14.300 trata da utilização dos créditos de energia elétrica. A proposta inserida no art. 655-H da REN 1000/2021 tratou do prazo de validade dos créditos de energia elétrica, sem trazer novidades em relação à regulamentação vigente. Houve poucas contribuições sobre o assunto, merecendo destaque a contribuição no sentido de permitir a possibilidade de compartilhamento de créditos e excedentes entre unidades consumidoras de diferentes áreas de concessão na mesma unidade federativa. A proposta contraria o disposto no inciso II do art. 1º e o art. 15 da Lei, e por isso não pode ser acatada.

190. Foi proposta a possibilidade de transferência de créditos no momento do encerramento contratual para a distribuidora local, o que não é possível por não estar dentre as possibilidades previstas no art. 13.

191. Algumas distribuidoras solicitaram excepcionalidade do art. 323 da REN 1.000/2021, permitindo alterar de 3 ciclos para 6 ciclos a cobrança do faturamento a menor ou ausência de faturamento por valores não recebidos do consumidor. Argumentam que a flexibilização é necessária devido à complexidade do tema e à necessária adequação dos sistemas de faturamento. Sobre o tema, entende-se que a cobrança pelo uso do sistema incidente sobre a energia compensada está prevista há mais de um ano na Lei 14.300, tendo sido definida pela ANEEL apenas a forma com que ela seria operacionalizada. Adicionalmente, não se vê razão para conceder prazo adicional de forma genérica, até mesmo porque o universo de usuários a serem faturados, espera-se, não é tão grande, representado apenas por aqueles que solicitaram conexão a partir de 8 de janeiro de 2023 e já estejam conectados.

II.1.9. TRANSFERÊNCIA DE EXCEDENTES DE ENERGIA ENTRE PERMISSIONÁRIA E CONCESSIONÁRIA (CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA– (art. 15 da Lei 14.300)

192. O art. 15 da Lei 14.300 estabelece que os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica *“onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada”*.

193. A proposta³⁶ estabelece necessidade de celebração de CUSD entre a permissionária e a concessionária como condicionante para realizar a operação, bem como limitação para envio ou recebimento de excedentes para ou de agentes em uma única distribuidora, prazos e responsabilidades dos agentes envolvidos na operação.

194. Diversas contribuições sugeriram ressaltar as responsabilidades técnicas e financeiras das permissionárias pelo medidor instalado na microgeração ou minigeração envolvida na operação.

³⁶ Art. 655-J da REN 1000

Entretanto, tal obrigação está disposta na regulamentação vigente, não sendo necessário replicá-la. Algumas contribuições foram acatadas para possibilitar que a concessionária acesse os dados de medição, e não apenas o medidor diretamente, reduzindo custos

195. Foram retiradas as restrições sugeridas na norma submetida à CP que limitava que as centrais geradoras enviassem créditos para unidades consumidoras localizadas em uma única distribuidora. Em princípio imaginou-se que isso facilitaria o faturamento e a transação de excedentes de energia entre distribuidoras, mas é possível realizar tais operações sem dificuldades relevantes.

196. Na reunião realizada com representante das distribuidoras, foi solicitado que a ANEEL estudasse forma de trazer neutralidade para suprida e supridora nesta relação. Entretanto, a lei apenas estabeleceu a possibilidade de alocação de excedentes entre permissionária e concessionária, sem trazer, no entanto, o conceito de neutralidade.

II.1.10. LIMITES DE UTILIZAÇÃO DOS EXCEDENTES E CRÉDITOS DE ENERGIA E COBRANÇA DO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – art. 16 da Lei 14.300)

197. O caput do art. 16 da Lei 14.300 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”*.

198. Em consonância com este dispositivo, a redação submetida à CP estabelece que a geração (injeção, excedentes ou créditos) deve ser utilizada até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável (custo de disponibilidade).

199. As contribuições solicitaram que:

- a) fosse “vedada a cobrança em duplicidade” do custo de disponibilidade;
- b) a regra detalhasse melhor a forma de aplicação;
- c) fossem divulgados “exemplos hipotéticos e ilustrativos”;
- d) a regra disposta na Lei fosse aplicada somente para novos faturamentos;
- e) fosse dado prazo adicional para que as distribuidoras iniciassem sua aplicação;
- f) a regra explicitasse a interpretação correta para exemplo hipotético com duas interpretações possíveis;
- g) a norma evidenciasse como deve ser feita a utilização da energia excedente em unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária branca.

200. A vedação da cobrança em duplicidade já estava prevista no texto apresentado, que limita o uso da geração justamente para evitar esse tipo de faturamento.

201. Quanto à dificuldade de interpretação relatada pelas distribuidoras, ela não acontece para as unidades consumidoras existentes e que estavam sendo faturadas ao longo de 2022 (após a entrada em vigor do art. 16 da Lei), já que não há cobrança separada do percentual da TUSD Fio B.

202. Contudo, para os novos consumidores abrangidos pelo art. 27 da Lei (GD II ou GD III), uma leitura diagonal do caput do art. 16 poderia levar à interpretação de que o excesso de energia gerada poderia eventualmente ser utilizado para eliminar o pagamento pelo uso da rede de que trata o próprio art. 27. Isso somente seria possível se a energia compensada no ciclo fosse superior à energia consumida, o que contraria diversos dispositivos da Lei 14.300. Dessa forma, de maneira a evitar esse tipo de interpretação e garantir que a cobrança pelo uso estabelecida na Lei seja efetivamente aplicada, foi inserido novo parágrafo no art. 655-G estabelecendo que a quantidade máxima de geração (em kWh) que poderia ser utilizada para fins de compensação não pode ser superior ao consumo total (em kWh) da unidade consumidora no ciclo de faturamento em questão.

203. Para unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária branca, a quantidade máxima de kWh que poderá ser utilizada para compensar o consumo será equivalente à soma dos consumos em todos os postos tarifários, conforme novo parágrafo incluído no art. 655-G³⁷, atendendo a contribuição de uma distribuidora pedindo que isso fosse evidenciado.

204. O estabelecido do §1º do art. 16 da Lei 14.300 que, *“para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 desta 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”*. No entender das áreas técnicas, tal comando não mereceria ação regulatória adicional, já que qualquer unidade consumidora faturada no Grupo B deve pagar, no mínimo, o custo de disponibilidade. Assim, o caput do art. 16 da Lei estabelece o procedimento para os casos em que o consumo medido for igual ou superior ao consumo de referência do custo de disponibilidade e o §1º confere o tratamento para os casos em que o consumo medido foi inferior ao consumo de referência do custo de disponibilidade.

205. Apesar deste entendimento, contribuição na CP 51/2022 e diversas sustentações orais na 2ª RPO, sugeriram acrescentar que o pagamento do custo de disponibilidade se aplicasse **somente** nos casos de baixo consumo. Ou seja, o referido §1º vedaria a cobrança do custo de disponibilidade nas situações não citadas nele (quando o consumo medido superar o mínimo faturável). Dito de outra forma, as alegações defenderam que o §1º isentaria a cobrança do custo de disponibilidade para os agentes participantes do SCEE que consomem mais do que o mínimo faturável, ainda que seu faturamento, pós compensação, resulte em um valor a ser faturado inferior ao custo de disponibilidade.

206. Por outro lado, diversos conselhos de consumidores e distribuidoras concordaram que qualquer unidade consumidora, participante ou não do SCEE, deve pagar no mínimo o custo de disponibilidade e, por esse motivo, a proposta original deveria ser mantida.

207. Também corrobora esse entendimento a Frente Nacional dos Consumidores de Energia que, em correspondência à ANEEL, afirmou que discorda veementemente das manifestações apresentadas nas sustentações orais de eventual “tripla cobrança”, pois o custo pelo uso da rede, o de disponibilidade e a tarifa aplicada sobre a geração excedente injetada na rede se trata de componentes distintas, ou seja, produtos diferentes, e não devem ser colocadas como se fosse uma triplicidade de cobrança sobre um mesmo item.

³⁷ § 18 A utilização da energia injetada, do excedente de energia e dos créditos de energia de que trata o § 17 fica limitada ao montante total de energia elétrica ativa consumido na unidade consumidora durante o ciclo de faturamento.

208. Em princípio, concordei com o encaminhamento dado pelas áreas técnicas na Nota Técnica 2/2023. Entretanto, diante da polêmica instaurada no tema, solicitei parecer da PFANEEL no sentido de trazer segurança jurídica para meu encaminhamento e decisão deste Colegiado.

209. Segundo a Procuradoria *“não há controvérsia quanto ao alcance e interpretação do caput do art. 16 da Lei 14.300/2022. Com efeito, o dispositivo estabeleceu regra, aplicável a todas as unidades consumidoras participantes do SCEE, no sentido de que o mecanismo de compensação de energia deve preservar o valor mínimo faturável em moeda da unidade consumidora. Em outras palavras, o caput claramente afasta a possibilidade de que, por aplicação do mecanismo de compensação da micro e mini geração previsto em lei e normas infralegais da ANEEL, o faturamento da unidade consumidora possa se situar, em valor monetário, em nível inferior ao valor mínimo faturável estabelecido conforme regulamentação vigente”*

210. Por sua vez, quando da análise do § 1º do art. 16, a PFANEEL entendeu que a sua técnica redacional *“foi utilizada não com o intuito de estabelecer uma exceção, mas sim de confirmar o disposto no caput, isto é, de que o valor mínimo faturável deve ser cobrado em caso de consumo medido inferior ao consumo mínimo faturável”* e concluiu que ele aponta na direção de que *“... todos os participantes do SCEE se sujeitam ao faturamento mínimo em valor monetário correspondente ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente”*.

211. O § 2º do art. 16 estabeleceu que 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 deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da ANEEL. Na proposta submetida à CP, propôs-se redução nula, tendo em conta que qualquer redução no custo de disponibilidade representaria 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. Neste ponto, importante ressaltar que o custo de disponibilidade definido para os consumidores do Grupo B é uma forma de garantir um faturamento mínimo, 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.

212. Tendo em vista o princípio da modicidade tarifária, e que as contribuições não apresentaram justificativas técnicas ou econômicas que amparassem a concessão do desconto, optou-se por manter a proposta submetida a CP, pois do ponto de vista técnico, não há motivação para diferenciar os usuários abrangidos pelo § 2º do art. 16 dos demais consumidores.

II.1.11. CUSTO DE TRANSPORTE

(CAPÍTULO IV – DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – art. 18 da Lei 14.300)

II.1.11.1. COBRANÇA DO USO PARA FINS DE INJEÇÃO EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM MICROGERAÇÃO

213. O art. 18 da Lei 14.300 estabelece diretrizes para cobrança do custo de transporte dos microgeradores e minigeradores distribuídos, nos seguintes termos:

‘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.” (grifo nosso)*

214. A proposta submetida à CP levou em conta a necessidade de pagamento do custo de transporte por unidades consumidoras com microgeração e minigeração, independentemente de o faturamento ser realizado pelo Grupo A ou pelo Grupo B, e a necessidade de diferenciar esse pagamento pela forma de uso do sistema de distribuição, seja para consumir ou para injetar energia. Para as unidades consumidoras faturadas pelo Grupo B, foi proposta formulação com vistas a identificar e faturar a parcela de uso do sistema de distribuição que se deu exclusivamente para fins de injeção de energia, de forma excedente ao uso para o consumo. Assim, inicialmente, se definiu que a cobrança pelo uso da rede para injeção foi dividida em dois grupos: através de uma fórmula para estimar a demanda através da medição de energia, para unidades com potência instalada inferior a 30 kW; através da medição das demandas de carga e de geração, para unidades a partir de 30 kW de potência instalada de geração. Para este último grupo, foi proposta a troca dos medidores instalados em unidades existentes quando da publicação do regulamento, que atualmente abrange cerca de 100 mil consumidores, em até quatro anos.

215. Antes de adentrar na forma de cobrança, que já adianta, fruto das contribuições, sofreu ajustes significativos, importante preliminarmente esclarecer a análise das alegações abaixo apresentadas pelo segmento de geração distribuída nas contribuições à CP 51/2022 contra a cobrança de demanda injetada excedente para unidades consumidoras do Grupo B com microgeração distribuída:

- a) a cobrança do custo de transporte de injeção para microgeradores não havia sido objeto do acordo feito por diversas entidades na ocasião da apresentação de minuta para o Projeto de Lei à Câmara dos Deputados, que resultou na edição da Lei 14.300;
- b) o custo de transporte deveria incidir unicamente sobre os minigeradores sobre a parcela de injeção que excede a parcela de consumo;
- c) a análise jurídica contida no Parecer nº 0096/2022/PFANEEL/PGF/AGU leva a conclusões que não deveriam se sobrepôr ao que foi acordado;
- d) a cobrança, tal como foi proposta, não fez parte do histórico de discussões sobre o tema e não havia sido prevista no âmbito da CP 25/2019;
- e) está em tramitação no Congresso Nacional um novo Projeto de Lei que propõe alterar a redação do art. 18 da Lei 14.300, de forma a retirar a ambiguidade na interpretação;
- f) a cobrança representaria uma antecipação da tarifa binômica para consumidores faturados pelo grupo B, não seria isonômica com os demais consumidores do grupo B;
- g) a cobrança reduziria a viabilidade econômica dos projetos de microgeração.

216. Em avaliação dessas alegações, as áreas entenderam que não trouxeram argumentos novos e, principalmente, não refutaram juridicamente a análise feita pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, de modo a alterar o que foi discutido na abertura da CP em relação à cobrança do uso para fins de injeção em unidades consumidoras com microgeração. Dessa forma, nenhuma das alegações

trazidas justificariam o descumprimento do dispositivo legal. A alegação de um novo projeto de lei para alterar a redação da lei só reforçaria este argumento.

217. Neste tema, diversas sustentações orais na 2ª RPO apresentaram o entendimento de que a cobrança do custo de transporte de injeção para microgeradores não estaria de acordo com o texto legal. Especificamente a ABSOLAR sugeriu que a cobrança fosse feita apenas para o microgerador de 75kW e para o minigerador, o que se traduziria em *“uma solução elegante para uma questão complexa de redação da lei”*. Já o MSL sugeriu a cobrança somente para o microgerador remoto. Outras contribuições sugeriram isentar a cobrança para os microgeradores existentes na publicação da Lei, entretanto, essa sugestão já foi trazida e afastada na CP como se verifica no RAC, por ausência de embasamento técnico ou legal.

218. Por sua vez, a Frente Nacional dos Consumidores de Energia apresentou o entendimento que *“seja mantida a cobrança para todos os grupos de consumo que fazem parte do sistema de MMGD, visto que esse custo se refere a diferença entre demanda de injeção e demanda de consumo, sendo assim, aplicáveis aos usuários que utilizarem a rede de forma semelhante a uma central geradora”*.

219. Sobre a sugestão do MSL, de isentar os microgeradores locais, considera-se que, de certa forma, o mérito da proposta está abarcado na solução sugerida após a CP pelas áreas técnicas. Isso porque a cobrança incide apenas sobre a demanda de geração que exceder a de carga. As gerações locais apresentam característica de ter a demanda de carga muito superior a de geração. Ou seja, embora não se possa estabelecer isenção formal aos microgeradores locais, na forma solicitada pelo MSL, a forma de cobrança proposta já não incide sobre eles.

220. Diante das alegações, consultei a PFANEEL acerca da possibilidade de isentar as microgerações abaixo de 75 kW da cobrança, considerando inexistir condição técnica que permita a diferenciação. Em resposta, a PFANEEL concluiu no Parecer nº 0037/2023/PFANEEL/PGF/AGU que é ilegal a ANEEL dar tratamento jurídico privilegiado aos microgeradores de até 75 kW. A ausência do vocábulo microgeração no caput do artigo 18 não significa a criação de isenção para tais unidades consumidoras em relação ao custo de transporte. A PFANEEL mostra que, além de não haver previsão para isenção do custo de transporte para unidades de microgeração, também não há qualquer previsão para que esses custos de transporte das unidades de microgeração sejam suportados por outros consumidores.

221. Destaca-se, adicionalmente, que a cobrança pelo uso para fins de injeção em unidades consumidoras faturadas pelo Grupo B não significa antecipação da aplicação de tarifa binômica, nova modalidade de faturamento, ou aplicação de tratamento não isonômico entre os consumidores com e sem geração. É importante esclarecer que não se confunde o faturamento de consumo com o faturamento de geração, sendo a lógica da definição de custo de transporte justamente a necessidade de diferenciação entre esses faturamentos. No que tange ao faturamento do consumo das unidades consumidoras afetadas pela proposta de regulamentação, este continua sendo volumétrico, idêntico ao das unidades em que não há geração instalada. Contudo, como a unidade consumidora também realiza a função de geração, no momento que injeta energia no sistema, ela está sujeita ao faturamento específico, já previsto para qualquer central geradora conectada no âmbito da distribuição.

222. Ademais, do ponto de vista técnico, tendo em vista que tanto o micro quanto o minigerador se utilizam do sistema para importar e/ou exportar energia, é preciso, nos termos da Lei,

estabelecer regra de faturamento que reflita o custo efetivo pelo uso da rede de distribuição. As tarifas aplicadas ao Grupo B cobrem os custos relativos ao consumo de energia elétrica e ao uso dos sistemas de transporte dessa energia, sem diferenciar unidades consumidoras que possuem e não possuem geração. Entretanto, caso haja um excesso de injeção além da capacidade da rede projetada para atendimento da carga, a rede de distribuição precisa disponibilizar uma capacidade adicional, a qual não está coberta pelo faturamento relacionado ao consumo. Nesse contexto, caso não haja faturamento complementar por esse uso em excesso para fins de injeção, os custos relativos à capacidade adicional do sistema acabam por ser redistribuídos a todos os usuários do sistema, via processo tarifário, representando mais um subsídio cruzado. Em outras palavras, não cobrar pelo excesso de injeção representa ineficiência alocativa dos custos, e penalização daqueles que não causaram custos ao sistema.

223. Outro efeito, igualmente importante, é que esse faturamento complementar pelo uso do sistema para fins de injeção gera uma sinalização da existência de custos de rede adicionais quando a geração não está instalada junto à carga, característica que diferencia os conceitos de geração distribuída e geração centralizada. Em outras palavras, do ponto de vista dos custos para sistema de distribuição, a capacidade instalada da central geradora deve ser ponderada com fatores locais e horários de forma que, muitas vezes, uma central de minigeração bem localizada, instalada em uma unidade consumidora que absorva parte de sua geração de forma concomitante, causa menos custos que uma central de microgeração que esteja localizada remotamente e sem carga associada.

224. Sem essa cobrança, os custos adicionais causados por centrais de geração longe da carga (notadamente a geração remota) são redistribuídos aos demais, e a cobrança aqui tratada acaba por imputar o custo a quem efetivamente o causou. Nessas condições, do ponto de vista do sistema, não há qualquer justificativa técnica ou econômica para isentar unidades consumidoras com microgeração do pagamento do custo de transporte, relativo ao uso excedente do sistema para fins de injeção.

225. Nesse sentido, importa destacar que foram recebidas contribuições pelos representantes de conselhos de consumidores e por distribuidoras concordando com a proposta de cobrança de demanda injetada excedente para unidades consumidoras do grupo B com microgeração distribuída.

II.1.11.2. COBRANÇA EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM MMSGD FATURADAS PELO GRUPO B, COM MEDIÇÃO DE DEMANDA

226. Quanto à forma proposta para a cobrança em unidades consumidoras com MMSGD faturadas pelo grupo B, com medição de demanda, contribuições destacaram possíveis imprecisões decorrentes da diferença entre as curvas de carga e de geração.

227. A regra proposta estabeleceu que o pagamento pelo uso da rede para fins de injeção somente ocorrerá caso o consumidor, ao longo do ciclo de faturamento, injete na rede mais energia do que consome, ou seja, se ele for “exportador de energia”. Nesse caso, o pagamento se daria apenas sobre o excesso de injeção em relação ao consumo, aplicando-se, a esse excesso de injeção, a tarifa de uso de geração (TUSDg).

228. Foi proposta pelas distribuidoras a não aplicação do conceito de dupla contratação, sugerido na abertura da CP, permitindo que o faturamento do uso para fins de injeção em unidades

consumidoras faturadas pelo Grupo B, com medição de demanda, fosse realizado com base na demanda medida de injeção em sua íntegra (sem subtrair a demanda de consumo), multiplicada pela TUSDg. Segundo elas, como o faturamento do uso do sistema para fins de consumo continuará sendo feito de forma volumétrica (kWh x TUSD), o valor arrecadado nem sempre é equivalente ao faturamento que seria obtido caso fosse utilizada a demanda de consumo (kW x TUSD) – isso varia com a curva de carga da unidade consumidora. Sendo assim, utilizar no faturamento do uso para fins de injeção a diferença positiva entre a demanda medida de injeção e a demanda medida de consumo, multiplicando o resultado pela TUSDg, não necessariamente recupera os custos de forma proporcional ao efetivo uso que a unidade consumidora faz do sistema.

229. Todavia, na forma proposta na CP, é dado tratamento apenas do faturamento do excedente de injeção, em termos de demanda. Logo, se faz necessária a definição de um critério geral de faturamento para segregar as unidades com excesso de injeção daquelas em que não se verifica esse comportamento. O faturamento pela demanda de injeção sem abater a demanda de carga, proposto nas contribuições, equipararia esses dois universos de unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mesmo sabendo que eles fazem uso da rede de forma diferenciada. Dessa forma, para que seja possível faturamento diferenciado apenas para o grupo de consumidores com determinadas características de injeção, se propõe manter a aplicação da regra vigente consolidada no Setor Elétrico, a dupla contratação. Como toda simplificação, existem imprecisões que podem ser tratadas com base em estudos e aprimoramentos metodológicos. Contudo, entende-se que equiparar a geração distribuída com a dupla contratação, em alguns casos, endereça o problema nesse momento, com sinais econômicos melhores do que os atuais.

II.1.11.2. COBRANÇA EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM MIMGD FATURADAS PELO GRUPO B, SEM MEDIÇÃO DE DEMANDA

230. Algumas distribuidoras apresentaram contribuição similar para a situação de faturamento do uso do sistema para fins de injeção em unidades consumidoras sem medição de demanda. De fato, verifica-se que a cobrança de demanda a partir da medição de energia resultaria em distorções, que podem resultar em faturamentos não suficientemente fiéis aos montantes de uso da rede. Avaliação da proposta é similar ao caso tratado anteriormente, com a diferença que a fórmula proposta na CP se utiliza de curvas de carga para estimar a demanda, tanto de consumo quanto de geração.

231. Em reanálise da pertinência do procedimento, as áreas técnicas avaliaram ser mais prudente evitar cobranças com base em estimativas, a fim de assegurar faturamentos condizentes com o efetivo uso da rede para injeção. Portanto, propõe-se alteração da solução submetida à CP, de modo que as cobranças pelo uso da rede para injeção somente poderão ser realizadas nas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída dotadas de medidor capaz de apurar a demanda consumida e injetada. Com esse ajuste, a cobrança incidirá nas unidades consumidoras em que a demanda de geração efetivamente superar a de consumo, e não naquelas em que o montante de energia injetado for superior ao consumido (como proposto na abertura da CP), representando melhor o efetivo uso da rede.

232. Em conclusão, para as unidades atendidas em Grupo B, a cobrança será exigível apenas após a instalação do medidor com a funcionalidade de apuração de demanda de geração, a critério da distribuidora.

233. Diante de todo o exposto, foi retirada a possibilidade de contratação de demanda de uso para fins de injeção em unidades consumidoras com faturamento pelo Grupo B, sendo adaptada a equação de forma que o valor faturado passe a ser, exclusivamente, baseado na demanda medida de injeção e na demanda medida de consumo, conforme a fórmula apresentada no item 211 da NT 2/2023.

234. A expectativa é que essa limitação e a alteração na fórmula de cálculo reduza, sobremaneira, o universo de unidades consumidoras do Grupo B afetadas pelo faturamento do uso para fins de injeção, que só poderá ser realizado nas unidades consumidoras em que houver medição de demanda de forma bidirecional e em que a demanda medida de injeção seja superior à demanda medida de consumo, fato que não ocorre na maioria das unidades consumidoras com microgeração atualmente existentes, que pertencem à classe residencial e participam do SCEE na modalidade autoconsumo local.

II.1.11.3. COBRANÇA EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM MMGD FATURADAS PELO GRUPO A

235. Como o medidor para unidades com microgeração ou minigeração distribuída do Grupo A já contempla a apuração de demanda de geração (item iii da alínea a do item 17 do Módulo 5 do PRODIST), a cobrança pela injeção deve ser efetuada nessas unidades a partir do prazo de implementação do regulamento.

236. Passando à avaliação da cobrança do custo de transporte em unidades consumidoras do Grupo A, sujeitas ao período de transição, o comando trazido no inciso II do §1º do art. 26³⁸ e o art. 18 da Lei 14.300 dizem respeito à obrigação de faturamento pelo uso da rede conforme o efetivo uso realizado pela unidade em unidades consumidoras pertencentes e faturadas pelo Grupo A. Nessa linha, as unidades com microgeração e minigeração distribuída que na vigência da Lei eram faturadas exclusivamente pela tarifa de carga devem ter seus contratos migrados, de modo que incida TUSDg sobre a injeção, e a TUSD sobre a carga. Tal forma de faturamento é válida a partir da revisão tarifária da distribuidora ocorrida após a publicação da Lei 14.300, abrangendo hoje as seguintes distribuidoras: Light, Sulgipe, Nova Palma, Demei, Eletrocar, Hidropan, Muxfeldt, EDP ES, Cooperaliança, Cermoful, Celetro, Certel Energia, Certhil, Cerfoz, Ceriluz, Castro, Creluz, Cral, Cerci, e Ceral Araruama.

237. Conforme entendimentos exarados na abertura da CP, o referido comando é autoaplicável, ou seja, o consumidor faz jus aos direitos neles estabelecidos desde o momento de publicação da Lei, não dependendo de legislação infralegal posterior para isso.

238. Todavia, não é possível que a distribuidora efetue o faturamento conforme preceitua o art. 18 da Lei sem a indicação dessas demandas pelo consumidor, e isso não ficou claro na instrução inicial da abertura da CP.

³⁸ II - o faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, deve:

a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e
b) considerar 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, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei.

239. Com isso, faz-se necessário estabelecer as ações necessárias para substituição, integral ou parcial, da demanda atualmente contratada como carga para a demanda a ser faturada como geração. Nessa linha, foi proposta inclusão de disposições acerca desse ajuste das demandas, na qual a redução de demanda de carga pode ser realizada sem observação da antecedência mínima, caso seja substituída pela contratação de geração.

240. Para as unidades atendidas pelas distribuidoras que passaram por revisão após a publicação da Lei 14.300, acima citadas, a minuta de REN traz comando para o refaturamento dos consumidores que tenham indicado os montantes de uso do sistema entre a vigência da Lei e da norma.

241. Neste ponto, a Raízen, em reunião, trouxe o pleito que fossem consideradas outras alternativas para o refaturamento retroativo, mesmo para os consumidores que não indicaram a demanda de injeção à distribuidora tão logo tiveram direito a fazê-lo, uma vez que havia menção no meu voto da abertura da CP sobre a autoaplicabilidade dos dispositivos da Lei. Como por exemplo, foi apresentada sugestão de faturar com aplicação da TUSDg, retroativamente, todo o montante contratado como TUSD, ou proporcionalizar TUSDg e TUSD no faturamento da demanda, conforme a proporção da demanda de geração e de consumo.

242. Entretanto, considerando que o faturamento do custo de transporte no grupo A é feito com base nos valores contratados de demanda estabelecidos no CUSD, e não em valores medidos, não seria possível aceitar tal pleito. Faturar o custo de transporte conforme o uso, não autoriza, na minha visão, que o contrato seja automaticamente alterado sem solicitação prévia do consumidor. Ademais, a indicação contratual de demanda de cada consumidor serve de parâmetro para as distribuidoras ajustarem a contratação de demanda nos pontos de conexão entre o sistema de distribuição e de transmissão, de forma que não avalio pertinente fazer um regime extraordinário de revisão retroativa desses montantes. Assim, a proposta se limita a fazer valer os direitos de contratação dos consumidores que efetivamente formalizaram o pedido às distribuidoras.

243. Adicionalmente, foi prevista a possibilidade de contratação de uso unicamente para injetar energia na rede, sem a necessidade de contratação de carga, caso a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída seja exclusivamente de geração. Entretanto, caso não haja contratação para utilizar a rede como carga e, mesmo assim, for registrado tal uso, deve-se aplicar o comando normativo correspondente ao uso da rede sem contrato. Também se esclarece que, caso haja uso da rede para consumir, deve-se observar a contratação mínima de 30 kW, a exemplo dos demais consumidores.

II.1.12. PRAZO MÍNIMO PARA ALTERAÇÃO DE NORMA OU PROCEDIMENTO DAS DISTRIBUIDORAS (CAPÍTULO VII – DISPOSIÇÕES FINAIS – (art. 31 da Lei 14.300)

244. O art. 31 da Lei 14.300 estabelece que qualquer alteração de norma ou procedimento das distribuidoras relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades consumidoras participantes do SCEE deverá ser publicada com prazo mínimo de 90 dias para sua entrada em vigor.

245. Ocorre que o §2º do art. 20 da REN 1.000/2021 prevê prazo de 120 dias e a proposta submetida à CP não alterou tal prazo. Foram recebidas contribuições para incluir os termos

“microgeração e minigeração distribuída” e criação de novo parágrafo contendo as instruções trazidas na Lei 14.300, o que não foi aceito, entendendo-se que o normativo atual já contempla o requerido.

II.1.13. PROGRAMA DE ENERGIA RENOVÁVEL SOCIAL – PERS

(CAPÍTULO VII – DISPOSIÇÕES FINAIS – (art. 36 da Lei 14.300)

246. O art. 36 da Lei 14.300 instituiu o 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. Os recursos do PERS serão oriundos do Programa de Eficiência Energética – PEE, de fontes de recursos complementares, ou ainda de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária.

247. Dentre as contribuições recebidas, foi aceito o requisito de qualificação da unidade consumidora estar adimplente com as obrigações legais perante a distribuidora. No caso de usina compartilhada, tal condição já é adotada nos demais projetos do PEE, e deve ser observada enquanto o consumidor estiver sendo beneficiado pelos créditos gerados ao longo da vida útil do empreendimento. Caso não sejam cumpridas as obrigações com a distribuidora, a unidade consumidora deverá ser substituída do rol de beneficiários da usina.

248. Cabe ressaltar que o custeio do projeto com recursos do PEE se limita às ações relacionadas à implantação da usina fotovoltaica, não havendo previsão para o custeio de despesas administrativas ou relacionadas à sua operação e manutenção após a conclusão do projeto de Eficiência Energética. Assim, para que o PERS cumpra seu objetivo proposto de beneficiar consumidores em escala, é esperado que o modelo adotado seja predominantemente de usina compartilhada, no qual os excedentes da energia gerada sejam distribuídos entre diferentes unidades consumidoras selecionadas. No entanto, é necessário considerar o arranjo em que a usina seja proposta de modo que os créditos gerados beneficiem os consumidores ao longo da vida útil da usina, superando os custos envolvidos ao longo de sua operação.

249. Nesse sentido, foram aceitas contribuições relacionadas à necessidade de formação de consórcio via associação civil formada pela distribuidora, empresa responsável pela manutenção e operação da usina e os clientes beneficiados. A remuneração dessa empresa poderá ser por meio do rateio mensal dos custos de O&M ao longo da operação da usina mediante compensação de parcela da energia excedente via fatura de energia elétrica dos consumidores beneficiados.

250. Em relação à titularidade da usina compartilhada, foi aceita parcialmente a contribuição de permitir a titularidade da distribuidora, que deverá incorporar a usina no ativo da distribuidora como obrigação especial beneficiando exclusivamente os clientes enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda com os créditos da energia gerada. Todavia, no caso de o proponente estabelecer no arranjo da usina a titularidade diferente da distribuidora, deverá se responsabilizar pelos custos previstos de operação e manutenção ao longo da vida útil de modo que não penalize as unidades consumidoras beneficiadas pelo projeto.

II.1.14. PROCEDIMENTOS A SEREM ADOTADOS PELAS DISTRIBUIDORAS EM CASOS DE RECEBIMENTO IRREGULAR DO BENEFÍCIO

251. O art. 655-F da minuta submetida à CP estabeleceu os procedimentos e consequências quando constatado o recebimento dos subsídios estabelecidos na Lei 14.300 de forma irregular. Em breves palavras, a devolução dos subsídios usufruídos em contrariedade à legislação se faz necessária para o fiel cumprimento da Lei, evitando ganhos indevidos daqueles que não são elegíveis para terem acesso aos subsídios. Isso se torna ainda mais necessário ao se ter em mente que os subsídios oneram as tarifas dos demais usuários.

252. O eventual recebimento irregular de benefícios associados ao SCEE decorre de situações contrárias à Lei, tais como quando centrais geradoras pratiquem divisão para se enquadrar nos limites de microgeração ou minigeração distribuída, comercializem parecer de acesso, comercializem excedentes de energia, transfiram titularidade ou controle societário durante o processo de conexão, realizem expansão à revelia, dentre outros.

253. Diversas contribuições relataram que o procedimento de refaturamento tem caráter punitivo ao consumidor beneficiado, uma vez que envolve o refaturamento de faturas já vencidas. Destacam que punem consumidores que agiram de boa-fé, e que, muitas vezes, estão alheios a irregularidades cometidas por terceiros contratados.

254. Contudo, não há como afastar a responsabilidade do consumidor beneficiado pelo recebimento indevido de benefícios. Para fazer a compensação, necessariamente o consumidor é o titular da unidade com geração, cooperado, consorciado, condômino ou associado. Ou seja, em todas as hipóteses, o próprio consumidor é responsável (diretamente ou através de alguma forma associativa) pelo sistema de geração, impossibilitando afastá-lo de eventual responsabilização pela eventual irregularidade que venha ser cometida pelo gerador.

255. Ocorre que alguns modelos de negócio praticados no mercado de microgeração e minigeração distribuída se valem das formas associativas para praticar comercialização de energia, ofertando excedentes de energia a preços mais módicos do que as tarifas reguladas praticadas pelas distribuidoras às custas de subsídios tarifários bancados pelos demais usuários. Trata-se de prática proibida, sem respaldo legal e inoportuna, que ocorre à margem da legislação vigente. Portanto, não se verifica prática lícita em que o consumidor não seja o responsável (na qualidade de titular), ou corresponsável (como associado, cooperado, consorciado ou condômino) pela microgeração ou minigeração distribuída, afastando a possibilidade de aceitar argumentos de desconhecimento ou ausência de responsabilidade do consumidor.

256. Convém destacar ainda que o procedimento proposto não é punitivo, pois não envolve sanções ou multas aos usuários indevidamente beneficiados, em nada se assemelhando a processos sancionatórios, mas apenas a devolução dos valores recebidos de forma irregular. Em outras palavras, independente de culpa, dolo ou má fé, o procedimento visa apurar se houve ou não recebimento irregular de subsídios legais, estabelecendo procedimentos para sua devolução. Isso visa evitar descumprimentos à Lei (ao garantir usufruto dos subsídios àqueles que efetivamente eleitos pela Lei), bem como preservar as tarifas dos demais usuários onerados pelos subsídios.

257. Também houve contribuições no sentido de responsabilizar o CNPJ da central geradora responsável pelos excedentes de energia na modalidade geração compartilhada pelas eventuais irregularidades, e não os consumidores erroneamente beneficiados. Apesar de isso representar simplificação do processo de refaturamento, não se entende pertinente responsabilizar um terceiro

pelo recebimento irregular de benefício pelo consumidor. Adicionalmente, não se pode esquecer que o próprio consumidor também é responsável pelo gerador na modalidade compartilhada. Dito de outra forma, se o consumidor recebeu benefícios tarifários indevidos, ele deve ser o responsável por devolver as diferenças, e não outrem.

258. Outras contribuições versaram sobre a necessidade de estabelecer os critérios para o refaturamento, tais como a possibilidade de manifestação prévia do consumidor (contraditório e ampla defesa), além do prazo para retroatividade. No texto submetido à CP já obrigava observação dos procedimentos descritos no art. 325 da REN nº 1.000/2021, os quais já oportunizam a manifestação prévia do consumidor. Portanto, o contraditório e a ampla defesa já estavam assegurados, mas, de todo modo, opta-se por alterar o §1º do art. 325 de modo a contemplar as informações mínimas a serem fornecidas ao consumidor quando da suspeita de recebimento irregular de subsídio.

259. Ainda sobre a questão do contraditório e ampla defesa, uma contribuição trouxe que, até que haja manifestação do consumidor afetado, ainda não foi constatada a irregularidade. Ou seja, não há de se falar em irregularidade se ainda não houve contraditório do consumidor, algo que ocorre ainda durante o processo de apuração. Com isso, foi sugerido ajuste no caput do art. 655-F, repetindo os termos do art. 590 (que trata de irregularidade no sistema de medição), evidenciando que os procedimentos devem ser adotados quando do indício de irregularidade, cabendo à distribuidora adotar providências para sua fiel caracterização compondo um conjunto de evidências. Concorda-se integralmente com a proposta e com a argumentação trazida, de modo que se sugere ajuste no art. 655-F, deixando-o semelhante ao art. 590.

260. Ainda conforme indicam as contribuições, alguns critérios para o faturamento precisam ser melhor definidos, de modo que se julga necessário replicar os parâmetros estabelecidos no art. 324 da REN nº 1.000/2021, definindo o IPCA como índice de correção monetária, bem como o prazo máximo de 36 ciclos para retroatividade.

261. Por fim, algumas contribuições sugeriram que o processo de refaturamento fosse conduzido pela ANEEL, através de rito administrativo próprio. Todavia, a investigação e a reunião de indícios não fazem parte da alçada da ANEEL, mas sim da distribuidora. Evidentemente, cabe recurso à Ouvidoria da ANEEL caso haja discordância com os procedimentos adotados pela distribuidora, conforme já previsto no art. 325.

II.2. - Dispositivos autoaplicáveis da Lei 14.300

262. No meu voto que fundamentou a abertura da CP 51, afirmei que, sem prejuízo da adequação dos regulamentos vigentes ao estabelecido na Lei 14.300, parte de seus dispositivos são autoaplicáveis e não dependem de alterações normativas ou de regulamentação complementar pela ANEEL para que tenham plena eficácia, devendo, por óbvio, prevalecer o disposto na referida Lei em caso de eventuais divergências com a regulamentação vigente.

263. Reafirmo este entendimento quanto aos itens citados no parágrafo 144 do meu voto³⁹

³⁹ inciso X do art. 1º - Modalidades de geração compartilhada; incisos IX e XIII do art. 1º - Limites de potência do gerador; art. 2º - Conexão de micro ou minigeração distribuída com sistemas híbridos; art. 2º, §2º - Criação de unidade consumidora ou aumento de carga com geração distribuída; art. 5º - Troca de titularidade; art. 6º - Proibição da venda de pareceres; art. 7º - Postergação do início da cobrança do CUSD; art. 11, §1º - Possibilidade de optar pelo faturamento em Grupo B; art. 14 - Definição do percentual ou ordem de prioridade

e acrescento a eles os seguintes dispositivos:

- a) **art. 11, §2º - vedação de divisão de centrais geradoras para se enquadrar nos limites de MMGD:** item já se encontra em vigor, conforme estabelece a REN 482/2012;
- b) **art. 11, §3º - Possibilidade de divisão de usinas flutuantes:** a partir de agosto de 2022, com a derrubada do veto deste item da Lei, as usinas flutuantes com as características definidas no parágrafo não estão sujeitas a vedação da divisão estabelecida no §2º;
- c) **art. 12, §2º - Destinação dos excedentes de energia e art. 19 – Bandeiras tarifárias:** itens já se encontram em vigor, conforme estabelece a REN 482/2012 (inciso III e §2º do art. 7º, respectivamente).
- d) **art. 10 – vedação no SCEE em casos de aluguel:** o item já se encontra em vigor, conforme estabelece a REN 482/2012 (art. 6-A).

264. Destaco que a ABSOLAR tem apresentado em reuniões, em correspondências enviadas à ANEEL e por ocasião da 2ª RPO na sua sustentação oral, preocupação com a atuação das distribuidoras em atender o disposto na Lei 14.300 e solicitado atuação da fiscalização da ANEEL.

265. Ressalto que a geração distribuída é um dos 11 temas que fazem parte do processo de fiscalização responsiva e compõem a agenda de trabalho da fiscalização. Desde 2019, foram firmados 17 planos de resultados sobre geração distribuída com as distribuidoras. No monitoramento do assunto, o principal subsídio para priorização da atuação da fiscalização tem sido as reclamações registradas pelos consumidores no primeiro nível de atendimento, no âmbito das distribuidoras, e na Ouvidoria da ANEEL. Além disso, são utilizadas ainda as demandas oriundas das associações representativas do setor. Logo, é essencial que os consumidores sejam orientados a utilizarem os canais de atendimento disponíveis e registrarem suas reclamações. A partir de 2023, com a vigência de dispositivos da REN 1.000/2021 e a implementação do projeto de atualização dos dados solicitados às distribuidoras (IndGer), serão incorporados ao monitoramento as informações sobre os prazos praticados pelas distribuidoras de energia relacionados ao processo de conexão de micro e minigeração distribuída. De posse desses dados, a atuação da fiscalização será ainda mais assertiva e buscará a observância dos regulamentos pelos agentes e a melhoria da qualidade do serviço.

II.3. – Outros temas da Lei 14.300 não abordados no presente processo

266. Em relação à regulamentação de usinas híbridas e de prestação de serviços ancilares no âmbito da microgeração e minigeração distribuída (art. 2º e 23 da Lei 14.300), mantenho o entendimento proposto na abertura da CP que a ANEEL realizará tais regulamentações oportunamente em processo específico.

267. Quanto à sobrecontratação involuntária decorrente da MMGD e da comercialização do excedente de energia de detentores de MMGD para as distribuidoras (arts. 21 e 24 da Lei 14.300), tais temas estão sendo tratados no processo administrativo 48500.004292/2022-69, também sob minha relatoria, no qual as contribuições recebidas na CP 31/2022 foram analisadas pela SRM e está em avaliação pelo meu gabinete.

268. A questão do disposto nos artigos 22 e 25 (a partir de 12 meses após a publicação da Lei, parte dos custos decorrentes dos períodos de transição serão arcados pela CDE) está sendo tratado no âmbito do processo administrativo 48500.004390/2022-04, pautado para deliberação (item 2) nessa mesma reunião pública ordinária.

269. Quanto à valoração e divulgação dos custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída, o § 2º do art. 17 da Lei 14.300 estabelece que compete ao CNPE estabelecer as diretrizes para tal valoração em até 6 meses da data de publicação da Lei. Por sua vez, a ANEEL tem 18 meses para estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios. O art. 32 diz respeito aos procedimentos para divulgação dos custos e dos benefícios. O MME realizou a Consulta Pública nº 129/2022 para obter subsídios para a valoração desses custos e benefícios, porém, até o momento, o CNPE não divulgou normativo com tal valoração.

270. O parágrafo único do art. 28 da Lei 14.300 considera os projetos de minigeração distribuída como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica e os enquadra no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 2007, no art. 2º da Lei nº 11.488, de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 2011. Esse enquadramento ao REIDI é de competência do MME e não ensejou contribuições na CP e nem na minuta aqui proposta.

271. Adicionalmente, após avaliação da proposta de REN, anexa à Nota Técnica 2/2023, em acordo com as áreas técnicas, promovi aprimoramentos de redação e algumas complementações na minuta de resolução. Tais complementações não contém qualquer alteração de mérito e visaram tão somente positivar comandos legais e normativos. Como exemplo, cito a atualização do conteúdo art. 160 da REN 1000/2021, que trata do rol de unidades consumidoras aptas a adquirir energia no ACL a partir de 2024 (todo o Grupo A), conforme estabelece a Portaria MME 50/2022, e a inclusão de parágrafo no art. 655-D reproduzindo o conteúdo do caput do art. 28 da Lei 14.300, referente à destinação da produção de energia em MMGD.

II.4. Das alterações promovidas pela Lei 14.120

272. O art. 1º da Lei 14.120 inseriu o inciso VI e o § 3º no art. 1º da Lei nº 9.991, de 2000. As alterações possibilitam a aplicação de recursos de eficiência energética para instalação de sistemas de geração distribuída, baseados em energia renovável, em edificações da administração pública, que passará a participar do SCEE, e determinam que eventual excedente dessa geração seja utilizado para abastecer, sem ônus, unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda.

273. Entretanto, como ressaltai na ocasião da abertura da CP, fugiria ao escopo de um programa de eficiência energética 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. 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.

274. Nesse sentido, não se vislumbrou necessidade de alteração do que dispõe os itens 3.1 e 3.3 da seção 6.0 do Módulo 6 dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE. Por outro lado, foi necessário criar a modalidade que permita a adesão de unidades consumidoras de baixa renda ao SCEE para recepcionar o excedente proveniente das edificações tratadas na Lei.

275. Não se receberam contribuições acerca deste item.

II.5 - Gestão da qualidade e rastreabilidade dos módulos fotovoltaicos

276. Na abertura da CP, levantei a necessidade de avaliação de intervenção da ANEEL no sentido de exigir o número de série dos módulos fotovoltaicos, compondo rol de dados técnicos da central geradora, a fim de conferir rastreabilidade e controle de qualidade dos equipamentos.

277. Enquanto algumas contribuições entenderam como oportuna essa iniciativa da ANEEL, pois traria maior segurança, outras questionaram a efetividade dessa medida, devido ao desconhecimento do número de série no momento da solicitação de acesso e a complexidade de aquisição e gestão dos dados, que seriam pouco úteis e rapidamente ficariam obsoletos.

278. Entendo, tal como a SRD, que a ANEEL não deve obrigar as empresas a coletar o número de série dos painéis fotovoltaicos. Embora o objetivo seja nobre, de tentar diminuir o número de roubos dos painéis, essa obrigação seria custosa, difícil de gerenciar e acredito de pouca efetividade para ajudar na solução desse problema.

279. Além da questão da segurança, também abordamos na CP sobre o papel da ANEEL em relação à qualidade dos módulos e das instalações de geração fotovoltaica. A regulamentação vigente traz diversos requisitos que tratam da proteção da interface dos equipamentos instalados na unidade consumidora com a rede elétrica, a exemplo dos requisitos mínimos de proteção para conexão de central geradora exigidos nos itens 12 (microgeração e minigeração distribuída) e 24 (demais centrais geradoras) do Módulo 3 do PRODIST, aplicáveis a conexões em distribuição.

280. A contribuição recebida sobre o tema sugeriu que a ANEEL estabeleça obrigação de uso de proteções de equipamentos internos das unidades consumidoras para prevenir incêndios através de arcos elétricos e facilitar a atuação dos Corpos de Bombeiros. Entretanto, por fugir das competências dessa Agência, embora a discussão seja pertinente, a contribuição não pôde ser acatada da maneira sugerida.

281. Ainda sobre o mesmo tema, foi sugerida a possibilidade de suspensão do fornecimento e exclusão do SCEE por razões de ordem técnica ou de segurança, visando a proteção de pessoas e instalações. Contudo, concordo com a SRD que, embora todos queiramos que as normas técnicas de segurança sejam seguidas, antes de sumariamente excluir do SCEE, há a possibilidade de notificação e correção. Persistindo o problema, a unidade seria desconectada da rede. Em casos de risco iminente, a unidade deve ser desconectada imediatamente. Entretanto, alterar a condição comercial da energia injetada na rede através da exclusão do SCEE não remediaria a situação.

282. A regulamentação vigente traz, nos arts. 353 e 355 da REN 1.000/2021, a possibilidade de suspensão imediata, ou mediante notificação (a depender da gravidade do caso), do fornecimento em caso de deficiência técnica ou de segurança das instalações dos consumidores ou centrais geradoras. O art. 655-O da minuta submetida à CP evidenciava a aplicabilidade do art. 355 (suspensão mediante notificação) às unidades com microgeração ou minigeração distribuída e, em face da contribuição recebida, concordo com a SRD em evidenciar também a possibilidade de aplicabilidade

do art. 353 (suspensão imediata em caso de risco iminente) para instalações de microgeração e minigeração distribuída.

283. Ademais, foi incluída no Formulário de Solicitação de Orçamento de Conexão, constante do Anexo I da proposta de REH, item no qual o consumidor declara ciência quanto à observância de normas e padrões de segurança em suas instalações internas, descrita no art. 67, §2º, IV, alínea a, abrangendo também as instalações de microgeração e minigeração distribuídas:

Declaro que as instalações internas da minha unidade consumidora, incluindo a geração distribuída, atendem às normas e padrões da distribuidora, às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e às normas dos órgãos oficiais competentes, e ao art. 8º da Lei nº9.074, de 1995, naquilo que for aplicável. (Obrigatório)

II.6 - Prazo para vigência do regulamento

284. Desde a publicação do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, os atos normativos devem entrar em vigor no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil. Além disso, deve obedecer ao interstício de sete dias da data de publicação para sua eficácia⁴⁰

285. Assim, ao decidir hoje sobre essa matéria, para seguir o interstício de sete dias, a data de vigência do normativo seria 1º de março de 2023. Contudo, é extremamente importante que essa norma entre em vigor antes dessa data. Desta forma, avoco a hipótese de urgência justificada, previsto neste mesmo Decreto, para que a Resolução Normativa que ora aprovamos possa ter vigência na data de sua publicação.

286. As áreas técnicas recomendaram na NT 2/2023 conceder prazo de 60 dias para que as distribuidoras possam adaptar os seus procedimentos, de modo a contemplar o disposto na norma proposta. Por outro lado, as distribuidoras, por meio da ABRADDEE, solicitaram prazo de 120 dias ou 150 dias a depender do dispositivo, com a justificativa de que a implementação do regulamento envolve diversas etapas, desde entender o novo texto normativo até definir, especificar e implementar a solução a ser desenvolvida, concorrendo com diversas outras regulações estabelecidas pela ANEEL em paralelo, como as recentes alterações da própria REN 1000/2021, o INDGER, as regras para a implantação do pagamento via PIX, dentre outras.

287. Diante dos argumentos apresentados pelas distribuidoras, acato quase integralmente o pleito e, considerando a vigência imediata do regulamento, sugiro conceder até 1º de julho de 2023, para as distribuidoras implementarem as mudanças promovidas pela norma (exceto quando disposto em contrário), sem que isso afaste os direitos e obrigações vigentes dispostos na Lei 14.300.

II.7 – Requerimento de nova instrução processual

288. Na data de ontem, 6 de fevereiro de 2023, foi distribuído para minha relatoria, por conexão, o Requerimento Administrativo, com pedido de medida cautelar, protocolado pelo INEL, com

⁴⁰ Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019

“Art. 4º Os atos normativos estabelecerão data certa para a sua entrada em vigor e para a sua produção de efeitos:

I - de, no mínimo, uma semana após a data de sua publicação; e

II - sempre no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil.

Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica às hipóteses de urgência justificada no expediente administrativo.”

vistas à instauração de nova instrução processual relacionada aos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

289. Segundo o INEL, “... foram identificadas ilegalidades na proposta final de resolução normativa, deflagrando-se o perigo de dano aos consumidores adotantes de sistemas de micro e minigeração distribuída, caso sejam cancelados tais vícios pela Diretoria da ANEEL sem o prévio saneamento processual e legal”.

290. Para o INEL há ilegalidade nas propostas de redação do § 7º do art. 655-G, do § 7º do art. 655-B e nos §§ 5º e 6º do art. 655-K da REN 1.000/2021, além de ilegalidade da ANEEL ao não estabelecer o prazo em norma para saneamento de processos de solicitação de acesso nos casos em forem identificados vícios formais ou a falta de documentos de responsabilidade do acessante.

291. O primeiro item contestado, redação do § 7º do art. 655-G, que se referia ao prazo de 180 dias para alteração das unidades consumidoras integrantes de geração compartilhada, não consta mais na minuta de Resolução Normativa, conforme já relatado neste voto.

292. Os outros itens, § 7º do art. 655-B, referente a garantia de fiel cumprimento, §§ 5º e 6º do art. 655-K, referente à pendência da distribuidora, e a ausência de prazo de saneamento quando documentos forem protocolados de forma errada ou incompleta pelos acessantes, não são ilegalidades, como amplamente já discutido neste voto. Por esse motivo, no mérito, o Requerimento Administrativo do INEL deve ser indeferido e, julgando-o no mérito, perde o objeto o pedido de medida cautelar nele solicitado.

III – DIREITO

293. A presente decisão tem amparo nos seguintes dispositivos legais e normativos: Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021; Lei 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; Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021; Módulos 3 e 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

IV – DISPOSITIVO

294. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.004924/2010-51, voto por:

- a) conhecer e, no mérito, negar provimento ao Requerimento Administrativo, com pedido de medida cautelar, protocolado pelo Instituto Nacional de Energia Limpa - INEL, com vistas à instauração de nova instrução processual relacionada aos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída;
- b) aprovar Resolução Homologatória e Resolução Normativa, com vistas à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições

estabelecidas na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e no art. 1º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021;

c) determinar à SRD que, no prazo de 180 dias:

c.1) estude a viabilidade técnica e econômica para gestão da qualidade e rastreabilidade dos módulos fotovoltaicos utilizados para micro e minigeração distribuída; e

c.2) adote as providências para dar publicidade aos entendimentos exarados pela ANEEL acerca dos casos concretos de vedação à divisão de centrais geradoras, a fim de possibilitar consultas acerca do tema por interessados

Brasília, 7 de fevereiro de 2023.

(Assinado digitalmente)
HÉLVIO NEVES GUERRA
Diretor