

## Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/ANEEL, de 7/10/2019

**Análise das contribuições – AP nº 01/2019****Redução do mercado**

1. A redução do mercado, computada como um custo na análise de custo-benefício da AIR, foi assumida como sendo a energia injetada na rede pelo consumidor, valorada pelas componentes da tarifa conforme alternativa escolhida para o Sistema de Compensação. A parcela de autoconsumo (geração simultânea à carga) não foi considerada na composição desse custo, apesar de ter sido considerada na composição dos benefícios da GD.
2. Sobre esse ponto, o Gesel coloca que não se deve assumir que a energia autoconsumida alivia o uso da rede e reduz o custo que essa rede tem para o usuário com GD, ao contrário do que ocorre em ações de eficiência energética.
3. A CEMIG se mostra contrária em considerar como benefício toda a geração e como custo (de redução de mercado) apenas a parcela injetada na rede.
4. Já a EPE considera que a componente de energia da TE não deve compor esse custo de redução do mercado (já que ao gerar sua própria energia trata-se de um custo evitado pelo consumidor com GD). Por outro lado, a valoração do benefício de energia evitada deveria considerar a diferença entre o CME Expansão e a componente de energia da TE. A EPE manteve em sua contribuição a premissa levada na primeira versão da AIR, de que a redução de mercado da energia autoconsumida não deveria compor os custos.
5. Na segunda versão da AIR uma nova interpretação sobre o autoconsumo foi levantada, reconhecendo sua diferença em relação a uma ação de eficiência energética, em linha com a colocação do Gesel. Tendo em vista que essa parcela não é afetada pelas alternativas para o Sistema de Compensação e que ela deve ser pensada no âmbito da regulação econômica (risco de mercado, estrutura tarifária), optou-se por considerar na análise da AIR apenas os custos e benefícios da parcela de energia injetada. A contribuição da EPE (com exceção da consideração sobre o autoconsumo) foi acatada no cômputo dos custos e benefícios da energia injetada.

**Valoração da energia evitada**

6. As referências utilizadas para a definição do CME de referência, empregado em todo o horizonte de estudo da GD para valoração da energia evitada, foram as seguintes:
  - Horizonte 2018-2021: revisão ordinária de garantia física de usinas hidrelétricas - UHEs, cujo cálculo fora feito em 2017, com aplicação a partir de 2018; e
  - Horizonte 2022-2026: nota técnica ad hoc da EPE para o cálculo do CME, balizadora do PDE 2026.

Pág. 2 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

7. Desse modo, o valor adotado, de R\$207/MWh, espelhava tão somente o valor médio do vetor de dados dispostos na tabela a seguir:

CME anual 2018-2026

<b>Ano</b>	<b>CME (R\$/MWh)</b>
<b>2018</b>	193
<b>2019</b>	193
<b>2020</b>	193
<b>2021</b>	193
<b>2022</b>	179
<b>2023</b>	190
<b>2024</b>	215
<b>2025</b>	271
<b>2026</b>	232
<b>Média</b>	<b>207</b>

8. Sobre esse ponto, a EPE concorda com o uso do CME Expansão, mas pondera que os valores do Custo Marginal de Expansão – CME para o período de 2018 a 2021 (provenientes da revisão ordinária de garantia física) e os do horizonte de 2022 a 2026, provenientes do PDE 2026, não devem ser acoplados por serem provenientes de base de dados, datas de referência e metodologias distintas. Sugeriu o uso do CME Expansão do PDE 2026 ou o do PDE 2027. Em seu entendimento, o benefício líquido da energia evitada deve ser valorado pela diferença entre o CME Expansão e a TE Energia e o custo da redução de mercado não deveria considerar a parcela referente à TE.

9. A EPE, PSR, Energisa, ABRADDEE e Gesel ponderam que o CME Expansão utilizado nessa valoração também incorpora os benefícios de potência, que foi considerado na AIR como um benefício adicional.

10. O Gesel também coloca que o valor da energia evitada deveria ser a diferença entre o custo de aquisição de energia entre os cenários em que não existe difusão de geração distribuída e os cenários em que existe esta difusão.

11. A ABSOLAR entende que o CME Expansão subvaloriza as contribuições positivas da energia proveniente da GD. Destaca que *“as premissas e critérios utilizados na operação não estão refletidas no planejamento, na operação e na formação de preço, especialmente com relação ao despacho termelétrico adicional por decisão do CMSE para garantir a segurança energética”*. Propõe que a energia evitada seja valorada a R\$ 270/MWh, valor obtido acrescentando um fator de 50% ao CME Energia.

12. A empresa MC&E entende que a utilização da média do CMO poderia ser uma opção pois existe um desacoplamento entre os critérios de planejamento e de operação. Já a Órigo sugere a utilização de um valor de CME médio que se situe entre 250 e 350 R\$/MWh, enquanto a empresa Raizen sugere o valor de 304 R\$/MWh.

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

Pág. 3 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

13. A CPFL energia entende que o benefício da energia evitada não deve ser considerado nas análises, por entender que a fonte solar não fornece lastro de potência ou confiabilidade de geração firme. Coloca que a oferta volátil e incerta de energia pela GD não implica em postergação ou eliminação de investimentos.

14. Tendo em vista que tal benefício tem impacto relevante nos resultados da análise quantitativa, ele foi modelado como uma variável estocástica, assumindo valores entre R\$ 225/MWh (componente financeiro do mix de compra das distribuidoras, na média Brasil) e 270 R\$/MWh (contribuição da ABSOLAR), sendo o valor mais provável aquele constante no PDE 2027 (em linha com a contribuição da EPE).

15. Ademais, deve-se ressaltar que nessa versão do AIR os montantes de energia para valoração dos custos e benefícios são iguais, as discussões sobre a não valoração da TE Energia como risco de mercado, e a valoração da energia evitada pela diferença do CME do preço médio de energia das distribuidoras é endereçada, pois são anulados.

#### **Valoração da expansão de potência evitada**

16. A EPE, Energisa, ABRADDEE e o Gesel ponderam que o CME Expansão utilizado na valoração da energia evitada também incorpora os benefícios de potência, devendo ser retirado da AIR como um benefício adicional.

17. Adicionalmente, a Energisa e a ABRADDEE reconhecem que a difusão da GD Solar pode permitir a verificação de um efeito de postergação de investimentos no segmento de transmissão. Entretanto, sugerem que tal fenômeno seja avaliado em mais detalhes pelo ONS. Discordam que essa postergação se dê nos sistemas e distribuição.

18. A PSR também faz essa colocação e apresenta um desenvolvimento que busca identificar como representar a valoração do atributo atendimento à ponta da GD. Conclui que pequenas penetrações de geração solar já são suficientes para aumentar a probabilidade de ocorrência da demanda máxima próximo às 19h no lugar de próximo ao meio-dia, de modo que (i) não é razoável considerar um único fator para a contribuição da GD à redução da demanda máxima ao longo de todo o horizonte de análise e (ii) a contribuição da GD deverá impor um custo adicional (e não proporcionar um benefício) a partir de certo ponto no horizonte, o que deve ser levado em conta nos cálculos da AIR.

19. Já a CEMIG sugere, para o cômputo desse benefício, que sejam analisadas as curvas dos pontos de conexão que compõem a curva agregada mostrada no relatório da AIR por área de concessão (ou pelo menos por regiões menores que as do SIN).

20. A ABSOLAR sugere desmembrar o valor do ELCC em 0,60 para a planilha de geração local e 0,75 para a planilha de geração remota ou, alternativamente, utilizar um único valor médio do ELCC de 0,68 para ambas as planilhas da AIR, por entender subestimado o valor adotado na primeira versão da AIR.

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

Pág. 4 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

21. A empresa MC&E recomenda que seja realizado um estudo específico para o Brasil referente ao fator de carregamento (ELCC). Coloca ainda que o valor do CME de Potência variou para o PDE 2027 (677 R\$/MW), superior ao valor do PDE 2026 (592,89 R\$/MWh).
22. A Órigo sugere, para GD remota: valor intermediário da faixa descrita no item 82 da AIR (ELCC entre 52% e 86%), isto é aproximadamente 70% de ELCC. Para GD local: alteração do valor para o patamar de 60%, embasado na contribuição realizada pela ABSOLAR.
23. A CPFL Energia entende que a GD, ao invés de prover tal benefício, eleva os investimentos necessários para garantir fornecimento de energia com qualidade e segurança.
24. Sobre esse ponto, entende-se que o CME Expansão, que é utilizado na valoração da energia evitada, já contempla os benefícios relacionados à expansão de potência de geração evitada. Como o benefício aqui tratado já está contemplado no cômputo da geração de energia evitada, considera-lo à parte seria duplicar o benefício que ele propicia.

### **Redução das perdas técnicas**

25. O método utilizado na AIR para determinação do impacto da GD na redução de perdas foi o método mais simples apresentado pelo NREL<sup>1</sup>, em que se estima que as perdas evitadas pela energia gerada localmente são equivalentes às perdas médias do sistema.
26. Em sua contribuição, o Gesel recomenda a utilização da segunda metodologia descrita no relatório do NREL, que pressupõe a construção de uma curva de perdas baseada na curva de carga líquida do sistema. A EPE entende que para o caso da minigeração, não se deveria considerar o benefício de redução de perdas na distribuição.
27. A Absolar informa que realizou simulações que mostram que o valor de 5%, considerado para as perdas na rede básica, está subestimado.
28. A ABRADDEE e a Energisa apresentaram diversos estudos que contrapõem a premissa adotada no relatório de AIR. Em sua visão, não é possível afirmar que a difusão da geração distribuída resulta necessariamente em um cenário de redução constante de perdas técnicas na distribuição. Já a CPLF Energia propõe que não seja considerado valor para a premissa perdas no sistema de distribuição ou transmissão até que se tenham estudos mais conclusivos.
29. A CEEE propõe que os impactos da GD sobre as perdas técnicas sejam reavaliados e que seja avaliado mecanismo de incentivo aos empreendimentos que reduzem perdas (incentivos locais).

---

<sup>1</sup> *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, Lori Bird (National Renewable Energy Laboratory), Jarett Zuboy (Independent Consultant). Technical Report NREL/TP-6A20-62447, setembro de 2014.

Pág. 5 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

30. Sobre esse ponto, entende-se que há uma grande incerteza em relação à contribuição da GD na redução das perdas técnicas. Estudos apontam uma tendência de redução das perdas para baixos níveis de penetração da GD. Em situações de inversão do fluxo de energia (cenários com maior penetração), pode-se observar o efeito contrário – conforme apontado nas contribuições da Energisa e da ABRADEE. De toda forma, a contribuição para redução das perdas é um atributo locacional da GD, que pode ser maior ou menor (e até mesmo inexistente) a depender do ponto em que se conecta à rede e do momento em que ocorre a geração.

31. Nesse sentido, opta-se por manter os valores de perdas médias levados para a AP nº 01/2019, tendo em vista a simplicidade de implementação e o fato de que é uma estimativa adequada para a análise realizada, que avalia esse benefício potencial sob a perspectiva média. No caso da minigeração foi desconsiderado o benefício de redução das perdas na distribuição, tendo em vista que esse tipo de empreendimento em muitos casos encontra-se instalado em localidades onde a rede é mais fraca, mais distantes do centro de carga (havendo necessidade inclusive de reforços na rede para receptionar a geração). Diante desse cenário, entende-se que tal benefício não pode ser estendido para minigeração remota da mesma forma que se aplica para a geração local.

#### **Proposta para GD Local**

32. A proposta para o Sistema de Compensação da GD local considerava a aplicação da Alternativa 1 da AIR, quando atingida a potência instalada de 3,365 GW (valor total do país, a ser proporcionalizado por distribuidora conforme seu mercado de energia).

33. A ABRADEMP contribuiu concordando com a aplicação da Alternativa 1, mas com obrigatoriedade de o consumidor aderir à Tarifa Branca. A CEMIG também se mostra favorável à aplicação da Tarifa Branca para o consumidor com GD, associada à cobrança de um custo fixo.

34. A Copel e a Energisa sugerem que a Alternativa 1 seja aplicada a partir de 2020. A Nova Palma entende que apenas a Alternativa 5 não resulta em transferência de custos.

35. Já a ABRADEE sugere aplicar a TUSD binômica a todos os beneficiados do Sistema de Compensação, como já ocorre aos conectados em Média Tensão, sem a componente tarifária da CDE, transitoriamente, até as conclusões dos estudos junto ao MME (para avaliar a pertinência de se destinar encargos da CDE) ou até a próxima revisão da REN nº 482/2012, o que ocorrer primeiro. Em uma proposta similar, a Neoenergia é favorável à aplicação da alternativa 4, com a observação de que os encargos da TE (conta ACR) estão prestes a encerrar. Posteriormente, com a implementação da tarifa binômica, haveria a contratação de demanda máxima pelos consumidores com GD. Sugere também a definição de uma tarifa específica para geração da GD, considerando seus benefícios.

Pág. 6 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

36. A EPD propõe um cronograma para evolução da estrutura tarifária, prevendo a individualização da medição de consumo e geração, e que ao final (2027) teria uma TUSD\_GD locacional para a parte de geração e uma tarifa multipartes, com sinalização horária, para a carga. Também propõe a migração progressiva da energia excedente para o mercado livre, por meio de agentes agregadores, e a avaliação de uma tarifa pré-fixada para o excedente de energia (ao invés de ser alocado como kWh).

37. A CPFL Energia apresenta uma alternativa diferente das apresentadas na AIR, em que não devem ser compensadas TUSD Fio B, Fio A e Perdas. A CEEE também apresenta alternativa diferente, entre a 4 e a 5 – valoração da energia injetada pela componente energia da TE, acrescida da parcela ESS/EER da TE encargos –, a ser aplicada já em 2020.

38. A Órigo coloca que, além do VPL calculado na AIR, é importante a análise de impacto tarifário, incluindo-se os benefícios da GD. Entende que deveria ser buscada uma condição de VPL nulo, nem positivo, nem negativo. No caso da GD local, ou se amplia a potência de acionamento da mudança da regra, ou se aplica regra entre as alternativas 0 e 1.

39. O Conselho de Consumidores da Enel sugere a Alternativa 3 após 2025 e a Alternativa 4 após 2030.

40. Apesar de colocar algumas ressalvas, a ABGD se mostra favorável à Alternativa 1, desde que implementada depois de atingido nível de penetração de 5% em relação ao mercado (atualmente esse nível de penetração é da ordem de 0,02%).

41. A GD Solar propõe metodologia para a criação de novas tarifas para aplicação sobre o montante de energia compensada pelas unidades consumidoras com geração distribuída (que nos exemplos apresentados resultaram em valores de 0,12 e 0,10 R\$/kWh).

42. A Compartisol sugere ajuste do custo de disponibilidade conforme alternativa apontada no processo da tarifa binômia.

43. O SEBRAE/MT sugere a manutenção da Alternativa 0 com vistas a manter a atratividade para pequenas e médias empresas.

44. A GIZ-Solarize entende que a valoração a menor da energia injetada penaliza o consumidor residencial, que tem menor fator de simultaneidade. Isso incentivaria o subdimensionamento dos sistemas de forma a aumentar a simultaneidade – já que a parcela simultânea é valorada pela Alternativa 0.

45. A ABBM - Associação Brasileira de Biogás e Metano entende que a Alternativa 0 deve ser mantida, por tempo indefinido, sem limite de capacidade instalada, para GD a partir do Biogás. Já a Abiogás mantém a proposta da AIR para GD Local, mas com o acionamento da mudança por data (em 2025).

Pág. 7 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

46. A ETEs Sustentáveis sugere a classificação das unidades consumidoras de energia elétrica vinculadas com atividades de saneamento ambiental como unidades especiais e estratégicas para o desenvolvimento do país. A elas, deveria ser mantida a regra atual (Alternativa 0) até que as metas previstas no Plansab para universalização dos serviços de esgotamento sanitário no país sejam atendidas, tendo como referência, no mínimo, o ano de 2033.

47. Algumas empresas e muitos participantes (pessoas físicas) encaminharam contribuição no sentido de que o mercado está incipiente e de que a Alternativa 0 deve ser mantida. No entanto, na maioria dos casos, não apresentaram argumentos técnicos que embasam suas colocações.

48. A Absolar apresenta estudo, com base em suas premissas e na metodologia adotada na AIR, que apontam que a Alternativa 0 resulta em VPL positivo para a GD Local.

49. A área de Regulação e Mercado da Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério de Economia (ME) apresenta uma estimativa do custo implícito da GD, a ser rateado pelos demais usuários (caso mantida a regra atual), e sugere a aplicação da Tarifa Branca e Tarifa Binômica para o Consumidor com GD. Já a Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria do ME coloca que a escolha das novas regras deveria se dar posteriormente à definição da tarifa binômica, mas sugere a aplicação da Alternativa 5 a partir da vigência da norma. Ainda sugere que a Alternativa 5 entre em vigor a partir do ano de 2025 para acessos anteriores à vigência da norma.

### **Proposta para GD Remota**

50. Muitas contribuições, como as das distribuidoras, propuseram tratamento igual para GD Local e para GD Remota. Adiante, destacam-se propostas que apresentam algumas particularidades no tratamento da GD Remota.

51. A ABRADEMP sugere que para a unidade com geração seja aplicada uma tarifa de geração, considerando os mesmos componentes aplicados aos geradores conectados em A4. Já para a unidade consumidora que recebe os créditos dessa geração remota, o modelo de tarifação deveria ser igual ao aplicado aos consumidores com geração local.

52. A ABIAPE propõe que seja aplicada regra similar à do autoprodutor, resultando em uma alternativa 3 alterada, em que as componentes de encargos passam a ser compensadas e as componentes de perdas deixam de ser compensadas (conforme proposta da CPFL Energia).

53. A Órigo sugere que para a unidade com geração seja criada uma “TUSD GD”, calculada através de metodologia análoga à da TUSD G (entendimento similar ao da Renobrax) ou que seja utilizada a própria tarifa de consumo mas com um fator redutor de 50%. Também sugere avaliação e operacionalização do modelo entre as Alternativas 0 e 1.

Pág. 8 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

54. O Conselho de Consumidores da RGE é favorável à manutenção da proposta levada para a AP mas com vigência da nova regra a partir de 1º de julho de 2020. Além disso, propõe uma alternativa 3 diferenciada, em que passam a ser compensadas as parcelas de CDE e PROINFA da componente Encargos da TUSD.

55. A Greener considera que há uma estagnação do mercado na proposta para GD Remota levada para a AP e que isso não seria prática saudável.

56. A AES Tietê propõe manutenção do acionamento da Alternativa 1 no modelo de compensação remoto, quando atingida a potência instalada de 1,25 GW, e eliminação do segundo acionamento. Além disso, sugere a alteração do tempo de manutenção da alternativa de compensação para 25 anos.

57. Para a GD Remota, os estudos da Absolar, conforme premissas consideradas pela associação, indicam que a Alternativa 1 resulta em VPL positivo. Caso sejam adicionados outros atributos (elétricos, ambientais e socioeconômicos), de acordo com a recomendação da Absolar, o VPL da GD Remota é positivo mesmo para a Alternativa 0.

### **Modelo de Projeção**

58. Sobre o modelo de projeção, a principal contribuição foi encaminhada pela PSR, que propõe a segmentação do mercado analisado em outras componentes – a segmentação em GD Local e GD Remota não abrange satisfatoriamente os modelos de geração distribuída, em sua visão. A PSR também propõe outros valores para os coeficientes do modelo.

59. A Órigo recomenda alteração nos parâmetros do modelo para utilização de sensibilidade ao payback de 0,4; coeficiente q de 0,2 e coeficiente p de 0,0015, sugeridos inicialmente pela ANEEL nas NT prévias, para situações em que não houve aderência do mercado (como é o caso da modalidade GD compartilhada).

60. Já a Greener sugere que a projeção seja informada por distribuidora.

61. A AES Tietê solicita esclarecimento a respeito dos parâmetros do modelo de projeção utilizados nas planilhas disponibilizadas pela ANEEL na Audiência Pública e sugere desconsideração do mercado local como potencial do mercado remoto.

62. A Compartsol coloca que, segundo dados do PDE 2026, a taxa anual de crescimento composto do número de domicílios entre 2017 e 2026 é de 1,6% (não de 2,5%, conforme utilizado pela ANEEL para projetar o crescimento anual do mercado potencial da GD).

Pág. 9 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

63. Quanto à contribuição da AES Tietê, de fato assumia-se para o mercado potencial da GD Remota uma parcela de consumidores que já compunham o mercado potencial da GD Local. Na segunda versão da AIR optou-se por utilizar os mesmos coeficientes e mercados potenciais utilizados pela EPE (apesar de a estratificação utilizada pela ANEEL permanecer apenas em GD Local e Remota). Nesses novos valores, os mercados potenciais da GD Local e Remota são distintos, não havendo coincidência.

64. Em linha com a contribuição da Compartisol, foi assumido um crescimento anual do mercado potencial de 2%, para contemplar os segmentos comercial e residencial.

### **Externalidades sociais e ambientais da GD**

65. Na primeira versão da AIR, as externalidades ambientais e sociais envolvendo a geração distribuída, como criação de empregos e redução de emissão de gases de efeito estufa, foram quantificadas, mas não monetizadas. A ideia era não considera-las na análise de custo-benefício mas considera-las na decisão final sobre o modelo do Sistema de Compensação de Energia a ser implementado (por meio de uma avaliação qualitativa).

66. Sobre esse ponto, diversas empresas e associações do setor de geração distribuída, além de outras entidades (Absolar, Órigo, Sebrae/MT, PUC Rio, GIZ-Solarize, AES Tietê, entre outros participantes), sugerem que as externalidades sejam incluídas na análise de custo-benefício.

67. A Absolar apresenta em detalhes uma proposta de quantificação e monetização de benefícios ambientais e sociais. A AES Tietê também apresenta proposta de quantificação para a geração de empregos e sugere a monetização da redução de emissão de CO<sub>2</sub> a partir dos custos de certificados renováveis, indicando os benefícios desse modelo de negócio para a sociedade.

68. A Alsol sugere que o impacto das externalidades seja contemplado adotando-se, ao invés de um modelo de fluxo de caixa descontado para cálculo do VPL do setor, uma metodologia de análise de INSUMO-PRODUTO.

69. A Abiogás coloca que para o biogás é preciso considerar que ele é produzido pelo tratamento de efluentes e resíduos, tendo um fator de emissão negativo, justificando a utilização do valor de -0,093 tCO<sub>2</sub>/MWh.

70. A ABRADEMP, por outro lado, entende que não é competência da ANEEL analisar e tampouco incorporar questões de política econômica de desenvolvimento nas discussões de modelos e métodos regulatórios.

Pág. 10 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

71. Em linha com a contribuição da ABRADEMP e com o entendimento da ANEEL, optou-se por não considerar os efeitos sociais e ambientais na avaliação da escolha do modelo para o Sistema de Compensação de Energia. Entende-se que tais externalidades, que extrapolam os limites do setor elétrico, não devem fazer parte das análises quantitativas da AIR, uma vez que esse tipo de avaliação é característica da implementação de políticas públicas, papel desempenhado pelo Congresso Nacional. Além de extrapolação das competências da ANEEL, a consideração dessas questões no cálculo faria com que os usuários de energia elétrica pagassem por externalidades que seriam observadas em outros setores da economia.

### **Tempo de permanência**

72. Na proposta da primeira versão da AIR, o tempo de permanência na regra anterior para entrantes anteriores à vigência da norma era de 25 anos e para aqueles que entrassem após a vigência da norma mas antes da mudança da regra seria de 10 anos.

73. A ABRAPCH discorda da aplicação de um tempo de permanência de dez anos. Em sua visão, esse prazo estaria atrelado ao payback e significaria uma TIR nula.

74. Já o Conselho de Consumidores da Enel sugere redução desses prazos, dando uma garantia de 5 anos para permanência na regra de entrada (prazo também sugerido pela PSR e pela Energisa). A PSR ainda opina que a manutenção das regras vigentes não significa que o consumidor estaria blindado a uma futura aplicação de tarifa binômia.

75. A GD Solar apresenta contribuição relativa ao marco que definirá a permanência do consumidor na regra atual por 25 anos, sugerindo que esse marco seja a assinatura do CUSD antes da publicação da norma. Já a Raizen sugere que esse marco seja a emissão do parecer de acesso caso a distribuidora tenha atendido aos prazos do PRODIST ou a data da solicitação de acesso, caso contrário. Em proposta similar, a Enel entende que deve ser a menor data entre a emissão do parecer de acesso e o prazo máximo para emissão do parecer conforme PRODIST. A data da solicitação de acesso é o marco recomendado por Compartsol, Furnas e Renobrax.

76. A CPFL Energia, ABRADEE e o Conselho de Consumidores da Energisa MS propõem que o tempo de permanência para entrantes anteriores a 2020 seja limitado ao payback médio verificado, e não à vida útil.

77. A PUC Rio sugere que sejam possibilitados incrementos de potência e realocação de sistemas existentes sem que os consumidores percam suas condições atuais de incentivos. Já a Enel e a Compartsol entendem que desde que mantidas as características técnicas, a troca de titularidade não deveria ensejar em perda do benefício. O mesmo não se daria para aumento de capacidade. Já a Copel acrescenta que mudanças de integrantes de consórcios e cooperativas também não deveriam motivar a perda do benefício de permanecer na regra atual.

Pág. 11 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

78. Na nova versão da AIR, propõe-se, para os sistemas cuja solicitação de acesso for formulada após a publicação da norma, que seja aplicada a regra vigente na ocasião, sem período de permanência garantido na regra de entrada. Verificou-se que o período de permanência garantia um grande benefício apenas para os entrantes anteriores à mudança da regra, antecipando, inclusive, a data de mudança. Optou-se por alocar o risco de mudança ao próprio consumidor, que deverá avaliar esse risco na sua decisão de investimento. Vale lembrar que para a GD Local (caso em que o consumidor enfrentará essa incerteza sobre a mudança da regra) mesmo a Alternativa 5 mostra-se viável para determinados percentuais de simultaneidade, permitindo valores de payback atrativos economicamente. Ou seja, não faz sentido assegurar uma regra benéfica a poucos e antecipar a vigência das novas regras, sendo mais oportuno postergar a nova Alternativa eliminando o tempo de permanência.

79. Já para os sistemas cuja solicitação de acesso for formulada em data anterior à publicação da norma, propõe-se a manutenção da regra vigente até o ano de 2030. Entende-se que a determinação de uma data fixa para mudança da regra se mostra menos complexa do ponto de vista operacional. Ademais, considerando o payback descontado atual da ordem de 4 a 5 anos, tal data garantiria, para entrantes até 2020, a permanência na Alternativa 0 por período equivalente a duas vezes o payback atual. Nesse ponto os pioneiros, que instalaram seus sistemas em uma fase incipiente da aplicação da REN nº 482/2012, poderão usufruir de um tempo maior na Alternativa 0. Isso assegura os direitos dos que já estão conectados, o retorno do investimento, a previsibilidade regulatória e a segurança jurídica.

### **Potência de acionamento da mudança da regra para o Sistema de Compensação de Energia**

80. A proposta da AIR para a GD Local era que a Alternativa 1 fosse aplicada quando atingida a potência instalada total no país de 3,365 GW, proporcionalizada por distribuidora conforme seu mercado de energia faturado. Tal regra implicaria em mudança para a Alternativa 1 em tempos distintos, a depender da distribuidora. No caso da GD Remota, dois níveis de potência foram definidos. Quando atingido o primeiro nível, de 1,25 GW, a regra seria alterada para Alternativa 1 e quando atingido o segundo nível, de 2,17 GW, a regra seria alterada para a Alternativa 3.

81. A ABRADEMP, CEEE e CPFL Energia entendem que a mudança da regra deve ser imediata, não sendo papel da ANEEL definir até quando um subsídio cruzado pode ser concedido – o que ocorre, por exemplo, quando se define o atingimento de um nível de potência para mudança da regra. Opinião similar foi manifestada pela Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério de Economia, por entender que os níveis de potência estabelecidos não tem relação com alguma política pública previamente estabelecida.

82. Já a Absolar sugere uma metodologia similar à aplicada na Califórnia, em que a mudança da regra se dá quando atingido determinado nível de penetração da GD em comparação ao crescimento do mercado de consumidores.

Pág. 12 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

83. A Órigo sugere processo de suavização da migração entre alternativas, através do conceito de gradualidade. Em seus termos, caso se opte por mudar a regra em 2025 para Alternativa 1, que se utilize um prazo após 2025 para que gradualmente, ao longo de um intervalo de anos, o custo adicional de não compensação da componente Fio B seja inserido na metodologia de cálculo. Outras empresas também solicitam a permanência da regra vigente mesmo depois de um tempo após atingimento de determinado nível de potência instalada.

84. Empresas e organizações da área de biogás apresentaram sugestões de mudança da regra por data, ou separada por fonte, tendo em vista que a geração a biogás ainda está incipiente no país e pode ter sua regra alterada de forma precipitada pelo crescimento da geração solar.

85. A Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior - Governo do Estado de MG sugere que o critério de divisão da potência de acionamento entre as distribuidoras leve em consideração a potência instalada de geração distribuída, e não a fatia de mercado de energia em baixa tensão. Seria utilizada como critério a proporção de potência instalada em geração distribuída ligada a cada distribuidora em relação ao montante nacional. A Alsol também demonstrou preocupação em relação à proporcionalização por mercado da distribuidora, colocando que isso seria um fator desmotivador aos estados para incentivar o acesso às fontes renováveis.

86. Quanto à potência de acionamento da mudança da regra, na nova proposta ela se manteve apenas para a GD Local, definindo a mudança da Alternativa 2, que seria aplicada imediatamente, para a Alternativa 5. Optou-se por manter a potência instalada como marco para mudança da regra, proporcionalizando o valor definido para o país (4,7 GW adicionais ao que já existir quando da publicação da norma) conforme mercado de cada distribuidora, na linha de que tal medida permite um crescimento mais uniforme da GD no Brasil. A proposta apresentada pela Absolar se mostra interessante mas tem forte relação com o crescimento do mercado no país, trazendo mais incerteza para o processo de mudança das regras. A definição de uma data fixa, apesar de mais simples tem a desvantagem de não trazer informação do impacto da geração distribuída, além do risco de se ter uma evolução muito rápida (ou muito lenta) do mercado da GD, em descompasso com as projeções da ANEEL.

87. No caso da GD Remota a Alternativa 5 se aplicaria de forma imediata, quando iniciada a vigência do novo regulamento, não se aplicando a potência de acionamento.

### **Percentual de simultaneidade do consumo e da geração**

88. Na primeira versão da AIR considerou-se um percentual de simultaneidade entre consumo e geração (parcela de autoconsumo) de 38,92%, valor obtido a partir da média de simultaneidade encontrada no projeto de P&D Telhados Solares Unicamp-CPFL, que monitorou, durante um ano, a operação de 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica atendidos pela CPFL Paulista no distrito de Barão Geraldo, Campinas – SP.

Pág. 13 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

89. Sobre esse ponto, a CPFL Energia se manifestou contrária ao uso dos percentuais utilizados no projeto Telhados Solares, dadas as particularidades das unidades consumidoras. Em sua avaliação, o autoconsumo não pode ser comparado a uma ação de eficiência energética.

90. A Absolar realizou um estudo, utilizando dados das campanhas de medição de todas as distribuidoras do Brasil, em que conclui pelo uso de valores de simultaneidade de 45% para unidades consumidoras residenciais e de 76% para unidades comerciais. A média ponderada conforme instalações hoje existentes foi de 58,5%. Os mesmos valores são sugeridos pela Alsol, que informa ainda que o monitoramento de 82 agências bancárias espalhadas por Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal apresentam um fator entre 70% e 80%, podendo algumas chegar numa simultaneidade de 100%.

91. Algumas empresas e outras entidades (MC&E, APINE, Raizen, Alsol) opinaram no sentido de que o “fator vizinhança” – que seria uma extensão do fator de simultaneidade quando o sistema de geração remoto se encontra próximo a um centro de carga –, fosse avaliado e considerado na análise da ANEEL.

92. Valores de simultaneidade da ordem de 45%, 76% e 90% foram sugeridos pela Órigo, GIZ-Solarize e ABGD.

93. A CI Biogás entende que o fator de simultaneidade deveria ser considerado por fonte, tendo em vista que as usinas a biogás são despacháveis.

94. A Energisa apresentou um estudo, para as sete distribuidoras do grupo, que resulta em um percentual (média simples) estimado de 33% de fator de simultaneidade. A ponderação pelo número de consumidores comerciais e residenciais hoje com GD resulta em uma simultaneidade de 23%.

95. Já a Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior - Governo do Estado de MG e a PUC Rio sugerem revisão dos valores de simultaneidade por localidade.

96. Diante da grande variabilidade de valores possíveis para o fator de simultaneidade e da importância do parâmetro para os resultados finais, esse dado foi modelado como uma variável estocástica nas simulações, variando na faixa entre 33% e 58%, com o valor mais provável de 45%, em linha com muitas das contribuições recebidas.

Pág. 14 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

97. Na AP nº 01/2019, a parcela de autoconsumo foi retirada das componentes de custo da análise de custo-benefício (e comparada com uma ação de eficiência energética), ao passo que nas componentes de benefício ela foi integralmente considerada, da mesma forma que a energia injetada na rede. Tal premissa foi revisitada nesta Consulta Pública, tendo em vista que o custo relacionado à disponibilidade da rede de distribuição não está vinculado ao volume de energia que transaciona pela rede ao final de um ciclo de faturamento, mas sim à intensidade máxima desse fluxo de energia (no caso a potência demandada). Assim, não se pode afirmar que o autoconsumo alivia a rede de distribuição e tampouco que a redução do mercado correspondente a essa parcela não imputa em queda de receita das distribuidoras e em redistribuição de custos aos demais usuários da rede.

98. No entanto, dado que a parcela de autoconsumo está relacionada a uma gestão interna do consumidor, que se dá atrás do medidor (*behind the meter*), e que ela não é afetada pelas alternativas de valoração da energia injetada, entende-se que ela não deve compor as análises realizadas para definição da alternativa para o Sistema de Compensação de Energia. A análise de custo-benefício e a análise de impacto sob a ótica tarifária passam a considerar apenas os efeitos da energia injetada na rede pelo consumidor com geração distribuída (tanto cômputo dos custos quanto no cômputo dos benefícios da GD). A parcela de autoconsumo passa a ter influência apenas no tempo de retorno do investimento em micro ou minigeração – uma vez que ela continua abatendo integralmente a energia consumida.

#### **Dados sobre custos dos sistemas de geração**

99. Na AIR foram considerados valores aproximados do preço médio de sistemas obtidos em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener. Para o custo de capital, foram utilizados os valores de 0% para pessoa física, assumindo-se que esse perfil de consumidor faz sua avaliação de investimento por meio do payback simples, e de 8% para pessoa jurídica, obtido pela média simples dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a. O tamanho médio dos sistemas, considerados nas simulações foram de 7,5 kW para GD Local (valor médio calculado com base nas microgerações solares fotovoltaicas instaladas para compensação local e registradas no SISGD/ANEEL) e de 1.000 kW para GD Remota (valor médio calculado com base nas minigerações caracterizadas como autoconsumo remoto no SISGD/ANEEL).

100. Em sua contribuição a Absolar sugeriu o uso de valores de potência de até 5 kW para o consumidor residencial e 22 kW para o comercial, e para o minigerador típico o valor de 399,8 kW. Entende também que deve ser considerado o custo de capital real de 7% para pessoa física (GD Local) e de 12% para pessoa jurídica (GD remota). Além disso sugere que seja considerada uma redução anual da geração de 2,5% a.a. para GD Remota e de 2% a.a. para GD local.

101. A EPE sugeriu a desagregação entre o percentual de redução anual da geração (que seria da ordem de 0,5% a.a.) e os custos anuais com O&M (1% do investimento inicial ao ano para GD Local e 2% para GD Remota).

Pág. 15 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

102. A Órigo propõe valores similares de potência instalada média para GD Local e valores da ordem de 100-150 kW para GD Remota. A empresa também sugere acrescentar outros custos envolvendo a instalação de GD Remota, como custos ambientais, de supressão vegetal, que associados aos custos de instalação somariam R\$ 500/kW. Para os custos de capital, apresenta os valores de 10% a 15% para pessoa física e de 12% para pessoa jurídica (valor real).

103. A Raizen, GIZ Solarize, AES Tietê e ABGD também apresentam sugestões para o tamanho dos sistemas e para os custos de capital. A ABGD coloca que o “*performance ratio*” deveria ser de 70% e não de 80% conforme utilizado pela ANEEL em suas planilhas. Além disso sugere que sejam considerados custos de manutenção e operação de 2,5% a.a. do *capex* e uma redução anual da geração de 1,5% a.a..

104. A Alsol alega que a redução da geração de 1% anual considerada no modelo da ANEEL é inferior aos valores reais medidos que podem chegar a 1,5%-2%.

105. A ABRAPCH e Abiogás propõem considerar as particularidades das demais fontes, como é o caso das fontes hídrica a termelétrica a biogás. Alega serem empreendimentos mais caros e que podem resultar em um payback maior que 10 anos, além das dificuldades de cunho ambiental que trazem riscos ao negócio.

106. A Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior - Governo do Estado de MG sugere custo de capital de pessoa física levanto em consideração as linhas de financiamento hoje disponíveis (5,85% a.a. Banco do Nordeste, 17,59% a.a., Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais, e 12,54% a.a., Banco Santander). Ou, alternativamente, uma taxa de remuneração do capital com baixo risco, como poupança ou Tesouro Direto.

107. De forma a considerar a grande variabilidade de valores propostos para o custo de capital e as faixas de valores para o custo dos sistemas, esses dados foram modelados como variáveis estocásticas nas simulações. Para o caso da GD Local foi considerada a faixa entre 2% e 7% de custo de capital real (descontada a inflação), com valor mais provável de 4%. Já para GD Remota foi considerada a faixa entre 6% e 12%, com valor mais provável de 8%. Entende-se que as faixas utilizadas abrangem as contribuições recebidas na AP nº01/2019, e são compatíveis com investimentos de maior risco, aplicações em renda fixa ou poupança.

108. Já para o custo do sistema foi considerada a faixa de valores aproximados do preço médio de sistemas conforme o porte, obtidos em pesquisa de mercado realizada pela Greener<sup>2</sup> (valores médios máximo, médio e mínimo, conforme relatório do 1º semestre de 2019).

109. Além disso, foram também considerados os custos de O&M para GD Local, de 1% a.a. do investimento inicial, e para GD Remota de 2% a.a. A redução anual da geração foi definida em 1%.

---

<sup>2</sup> <https://www.greener.com.br/>

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

Pág. 16 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

### **Custos associados à conexão da GD**

110. A Cemig traz informações sobre custo de conexão e ERD por potência instalada de minigeração. Propõe alteração do cálculo do ERD para dar um sinal locacional na instalação.

111. A Absolar entende que caso seja discutida metodologia de sinal locacional para conexão da GD, que haja incentivos e não custos para os sistemas de maior porte bem localizados – de forma que eles recebam uma remuneração adicional pelo serviço prestado ao sistema.

112. A Órigo apresenta os valores típicos relacionados aos seus projetos, que estão em torno de 400 R\$/kW, considerando que 50% desse investimento hoje é arcado pelo ERD. Em contrapartida, alega que os custos do parecer de acesso, ao serem realizados por meio de obra particular e não pela distribuidora, incorrem em aumento de aproximadamente 30 a 50%. Sugere um custo de conexão de 300 R\$/kW.

113. Já a Alsol apresenta um custo médio de conexão dos seus projetos de 183,11 R\$/kW, sendo a maior parte do custo arcado pela distribuidora por meio do ERD.

114. A Energisa, CPFL Energia e a ABRADDEE propõem, para minigeração, a mesma regra de acesso das demais centrais geradoras, onde o acessante é responsável pela construção do sistema de interesse restrito até o ponto de conexão com a distribuidora.

A Puc Rio sugere incentivo locacional, em que a distribuidora dá publicidade aos dados de carregamento das subestações, indicando os pontos favoráveis à GD.

115. A EDP propõe que o minigerador tenha acesso à rede sem custos até o limite de potência solar injetável sem necessidade de obra, que é igual à demanda média às 12h menos a demanda mínima diária do alimentador. Para o microgerador, propõe que ele tenha acesso sem custos até 20% da potência nominal do transformador de distribuição. Em caso de obras o minigerador paga 90% do custo total e para o microgerador o custo seria pré-definido em R\$/kW. A EDP sugere que seja dada publicidade mensal dos valores do limite de potência solar injetável para todos os transformadores e alimentadores da rede. Também sugere procedimento de acesso coletivo para solicitações vizinhas, devendo emitir o parecer de acesso até o dia 10 do mês subsequente ao pedido para microgeração e até o dia 20 para minigeração. Por fim, sugere adequar para o microgerador o limite de 50 kW quanto à não participação financeira em reforços e melhorias (hoje o microgerador é isento dessa participação).

116. A Renobrax sugere, para geração remota, que os custos de eventuais melhorias, ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de acesso incumbem exclusivamente ao consumidor. A Compartsol sugere aprimoramento da metodologia do ERD, mas considerando a TUSD a ser paga pelo consumidor com GD. Em sua visão, tal aprimoramento deveria considerar o consumidor como um todo.

Pág. 17 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

117. A nova regra proposta para a contratação do uso de sistemas de minigeração distribuída estabelece, para os casos de sistemas remotos sem carga, a aplicação da TUSDg sobre o MUSD contratado para fins de geração. A aplicação dessa tarifa é considerada no cálculo da participação financeira do consumidor nas obras de acesso à rede, havendo uma alteração na atual forma de rateio dos custos.

118. Apesar da complexidade em se definir um valor de participação financeira médio, em R\$/kW de potência instalada da geração, optou-se por considerar na AIR um custo de acesso destinado ao consumidor de 200 R\$/kW, com base nos custos médios apresentados pela Alsol e nas informações prestadas pela Órigo.

### **Postergação de investimento nas redes de distribuição e transmissão**

119. A Absolar e a MC&E propõem que seja valorada a postergação de investimentos nas redes de transmissão, utilizando-se a média das variações das RAPs prospectivas pelas variações das contratações do MUST-C, resultando em um valor médio de R\$ 703,00/MW.

120. Sobre esse ponto, entende-se que o efeito agregado da geração de energia nas redes de baixa e média tensão tem o potencial de reduzir o uso das redes de mais alta tensão, postergando investimentos e reforços nos sistemas de transmissão. Para valoração desse benefício, foram levadas em conta as contribuições da Absolar e da empresa MC&E.

### **Pagamento do Custo de disponibilidade**

121. Na primeira versão da AIR apresentou-se, sob a ótica do consumidor-produtor, um custo que o investidor em GD passaria a ter devido a variações mensais no consumo e na geração (implicando no faturamento pelo custo de disponibilidade). Trata-se de uma parcela da geração que não é utilizada para fins de abatimento do consumo. Sob a ótica dos demais usuários isso foi considerado como um benefício trazido pela GD.

122. Em relação à consideração da AIR, de que em 30% do tempo o consumidor pagaria o custo de disponibilidade, a Cemig apresentou dados de simulações que resultaram em um percentual inferior (18,8%). A distribuidora entende que deve ser considerado um percentual inferior a 30%.

123. A Energisa e ABRADÉE não consideram tal pagamento como um benefício da GD e colocam que ele se traduz apenas como uma redução do subsídio cruzado, sem qualquer sinalização de eficiência ou compartilhamento de custos do uso da rede.

124. Com o novo modelo proposto para o Sistema de Compensação nessa segunda versão da AIR (Alternativa 5), e a limitação de que a energia utilizada para a compensação do consumo se limita à energia consumida em determinado ciclo de faturamento, há um grande aumento das situações em que a energia injetada é integralmente utilizada no abatimento do consumo. Desse modo, o pagamento do custo de disponibilidade em 30% do tempo deixou de ser um custo para o consumidor (ou um benefício para o setor) na análise da AIR.

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

Pág. 18 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

### **Isenção de impostos**

125. A Absolar pondera que não há isenção de PIS/Cofins e ICMS para geração compartilhada e para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras. Entende que a ANEEL não deve considerar em suas análises que a GD remota se beneficia do desconto. A Absolar ainda recomenda que a análise da AIR parta do princípio conservador de que qualquer isenção de ICMS representa fator externo à análise em questão. A Raizen, AES Tietê e Compartisol também encaminharam contribuição nesse sentido. A AES Tietê ainda propõe que seja considerada a incidência do ICMS sobre a TUSD da energia elétrica paga pelo consumidor que gera sua própria energia.

126. Nas simulações realizadas na segunda versão da AIR foi considerada a isenção de impostos (estaduais e federais) sobre a tarifa cheia para a parcela da energia autoconsumida. Já para a energia injetada na rede, a isenção foi aplicada sobre as componentes da alternativa em questão. Assim, para a Alternativa 5, que valora a energia injetada pela componente TE Energia, a isenção é aplicada considerando-se apenas essa componente da tarifa. Tal premissa atende em certa medida a recomendação da AES Tietê.

127. Porém, foi mantida nas simulações a isenção conferida à GD Remota, por se entender que o autoconsumo remoto, que faz jus à isenção, é a modalidade que tem maior participação no mercado.

### **Comercialização de excedentes e alocação de créditos em diferentes distribuidoras**

128. As distribuidoras, de uma maneira geral (Energisa, Copel) e a ABRADDEE se manifestaram contrariamente à possibilidade de alocação de créditos em diferentes áreas de concessão.

129. A Enel entende que a comercialização de excedentes pode ser adotada a partir do momento em que o adequado pagamento pelo uso das redes de distribuição é implementado.

130. A Raizen propõe que seja previsto na nova norma a possibilidade de portabilidade de créditos de energia entre distribuidora de um mesmo Estado. Para a comercialização de créditos excedentes, a empresa propõe um modelo similar ao do pré-pagamento no qual o consumidor poderia adquirir, de um pool de micro ou minigeradores listados, uma quantidade pré-definida de créditos, referente a uma energia elétrica já produzida e já injetada na rede de distribuição.

131. A Cogen se manifesta favoravelmente à possibilidade de comercialização do excedente de energia. Em sua visão, o micro e minigerador deveriam ser representados por um comercializador varejista, que os representaria perante a CCEE. A Associação cita o relatório final do ProGD MME, de 2019, e apresenta suas opiniões em relação a eventuais necessidades de adaptação do sistema de medição para faturamento e de mudança do arcabouço legal (que entende serem desnecessárias).

Pág. 19 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

132. A Cogen também apresenta argumentos favoráveis à alocação de créditos em diferentes áreas de concessão, sugerindo que inicialmente fosse possibilitada na mesma unidade federativa, devido à complexidade da aplicação de impostos estaduais. Também sugere que seja feita uma equivalência tarifária entre as distribuidoras para essa modalidade e entende que eventuais exposições das distribuidoras na contratação da energia, causadas pela incerteza em relação ao seu mercado, são resolvidas por meio dos mecanismos de venda de excedentes e de compensação de sobras e déficits.

133. Sobre a possibilidade de comercialização do excedente de energia, entende-se que, além de envolver redefinição do arcabouço legal vigente, está fora do escopo das discussões sobre o Sistema de Compensação de Energia.

134. Já quanto à troca de créditos entre distribuidoras, o item III-9 desta Nota Técnica aponta diversas restrições e riscos para os agentes envolvidos, concluindo pela não inclusão dessa possibilidade no texto da norma.

#### **Questões relacionadas ao processo de acesso da GD**

135. Foram também encaminhadas contribuições sobre as questões envolvendo prazos e as etapas de acesso de micro e minigeração distribuída, conforme descrição adiante.

136. A Cemig sugere tornar a Consulta/Solicitação de acesso onerosa para o consumidor e propõe interrupção do prazo de acesso quando houver necessidade de parecer do ONS. Solicita ainda permissão para a distribuidora solicitar outros documentos ao acessante, adequando às exigências da REN nº 414/2010.

137. A Energisa propõe compatibilização dos prazos de acesso constantes do Módulo 3 do PRODIST e da REN nº 414/2010. Na mesma linha, a Enel solicita esclarecimento dos prazos definidos nas REN nº 414/2014, REN nº 482/2012 e Módulo 3 do PRODIST nos casos de pedido de aumento de carga e ligação nova em virtude da geração distribuída.

138. A Órigo sugere mecanismos para tornar o processo de acesso mais transparente e célere, dando publicidade aos dados (data da solicitação de acesso e emissão do parecer) e mecanismos que penalizem a distribuidora por atrasos e erros de faturamento – proposta similar foi apresentada pela AES Tietê.

139. Muitas empresas contribuíram no sentido de a ANEEL aprimorar a fiscalização junto às distribuidoras por não atendimento dos prazos e por erro de faturamento, aplicando multas de forma a incentivar a melhoria do atendimento, além da criação de um canal específico na ANEEL para lidar com as demandas relativas à GD.

Pág. 20 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

140. Na nova proposta de regulamento submetida à Consulta Pública, buscou-se alinhar os prazos da REN nº 414/2010 com os prazos estabelecidos no Módulo 3 do PRODIST, de modo a melhor definir quais prazos devem ser atendidos em casos de ligação nova e aumento de capacidade instalada da GD. Além disso, foram previstas situações há necessidade de parecer do ONS.

141. A princípio, optou-se por não tornar a consulta e a solicitação de acesso onerosa ao consumidor, assim como não o é para geradores que comercializam energia no mercado.

142. Quanto às formas de incentivo à distribuidora para que ela atenda adequadamente aos prazos estabelecidos em norma, destaca-se que, no item 4 da Agenda Regulatória 2019/2020<sup>3</sup>, está sendo previsto o acompanhamento para atendimento dos prazos para GD, de forma semelhante ao que é feito hoje nos artigos 151 e seguintes e no Anexo III da REN nº 414/2010. A proposta da Agência nesse item prevê que eventual violação do prazo pela distribuidora no acesso de micro e minigeração distribuída implicará direito ao acessante em receber uma compensação financeira.

#### **Outros pontos**

143. A Órigo sugere maior flexibilidade nos modelos associativos da geração compartilhada, apresentando como uma das possibilidades o modelo de Condomínio Civil Voluntário. Demanda similar foi apresentada pela CPFL Energia, ABGD, Raizen.

144. A Energisa entende que as características da modalidade condomínio (principalmente em relação à potência disponibilizada) devem ser melhor definidas no novo regulamento.

145. A Cemig e a Renobrax sugerem que a aplicação do IAS (Índice de Aproveitamento de Subestação) deve considerar a presença de GD.

146. A criação de um critério objetivo para a caracterização de divisão de central geradora foi uma demanda apresentada pela CEEE e CPFL Energia.

147. A GD Solar sugere acrescentar a possibilidade de lista sequencial de unidades consumidoras para a aplicação da compensação de energia (como alternativa ao percentual fixo) – sugestão também apresentada pela SINDITELEBRASIL. Nesse caso a energia destinada para cada unidade não abateria o custo de disponibilidade. Propõe também a alteração do dispositivo da fatura obrigando a distribuidora a fornecer as informações em demonstrativo anexo à fatura e digitalmente.

148. A Alsol propõe a criação de uma quinta modalidade de geração distribuída, a geração junto a grandes cargas com compensação remota. Além disso, apresenta uma simulação de Monte Carlo para eliminar vieses nos dados de entrada do modelo (simulação com os intervalos considerados para as variáveis).

---

<sup>3</sup> Esse processo objetiva “Aprimorar as disposições do Atendimento ao Público”, com previsão inicial de conclusão no 1º semestre de 2019.

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

Pág. 21 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

149. A VESA sugere permissão de construção de usinas solares pelas concessionárias, com comprovação de cunho social (em áreas de favela, para reduzir a perda de arrecadação e perdas técnicas).

150. A Roma Engenharia propõe mudança no cálculo do excedente reativo para as instalações com GD.

151. A EDP sugere medição individual para energia consumida e energia injetada na rede e que a distribuidora possa prover o serviço de inversão de potência para a GD.

152. A UFSM propõe que seja regulamentado o uso dos inversores híbridos para proporcionar o uso de baterias como sistemas de armazenamento de energia, no limite da capacidade de geração excedente da micro e minigeração distribuída.

153. A Cogen se manifestou favoravelmente à permanência da cogeração qualificada na norma. Alega que a cogeração apresenta intermitência na geração, mesmo que em menor grau que as fontes solar e eólica, e que por isso precisa participar no Sistema de Compensação para se viabilizar. Além disso trata-se de uma forma de geração que pode ser utilizada em grandes centros urbanos, em que a instalação de usinas solares e eólicas são dificultadas.

154. Muitas empresas e entidades (entre elas a Raizen, Alsol e a Greener) encaminharam contribuição no sentido de que o processo de ajuste do Sistema de Compensação fosse definido após as discussões envolvendo a tarifa binômica, tendo em vista que a aplicação da tarifa binômica teria impacto no modelo do Sistema de Compensação.

155. As sugestões da Órigo (possibilidade de reunião de consumidores por meio de Condomínio Civil Voluntário) e da GD Solar (possibilidade de ordem de prioridade para abatimento do excedente de geração) foram incluídas no texto da norma, por se entender que não trazem prejuízo às premissas do regulamento e ampliam as possibilidades de modelos de negócio da GD. A demanda da Energisa de maior clareza sobre a modalidade condomínio também foi considerada na nova redação do regulamento.

156. Sobre as preocupações relativas à mudança do Sistema de Compensação de Energia e da definição de uma tarifa binômica subsequente, tem-se a seguinte observação. Com a nova proposta para o Sistema de Compensação de Energia, que envolve a aplicação das Alternativas 2 e 5, as componentes TUSD Fio A e Fio B já serão pagas de forma volumétrica (em R\$/MWh) pelo consumidor com GD, sobre toda a energia que ele consome da rede. As possibilidades de tarifa binômica avaliadas consideram que parte da TUSD Fio B será paga por meio de uma componente fixa (ao invés de volumétrica). No caso do consumidor com GD, isso não impactará a regra do Sistema de Compensação que será aplicada.

157. Na linha dos estudos feitos pela Alsol, a nova versão da AIR apresenta uma análise estocástica, em que a simulação de Monte Carlo é realizada de forma a lidar com a incerteza dos dados de entrada que têm maior impacto nos resultados.