

Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL

Em 7 de outubro de 2019.

Processo nº: 48500.004924/2010-51.

Assunto: Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a análise das contribuições da Audiência Pública – AP nº 01/2019 e a proposta de abertura de Consulta Pública¹, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa – REN nº 482/2012 e pela Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Trata-se da Atividade nº 2 da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020.

II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa – REN nº 482, de 17 de abril de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, aplicável a unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída. As regras estabelecidas na ocasião permitiam a compensação da energia gerada por pequenas centrais de geração em unidades consumidoras localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão ou permissão.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

¹ Realização de Consulta Pública nº 13.848/2019 (Leis das Agências Reguladoras).

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizadas por FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

3. Em 2015, por meio da REN nº 687, de 24 de novembro, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação de novas modalidades - empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Nesse processo de revisão da norma, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, sendo questionado se o sistema de compensação deveria ser aplicado de maneira que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Contudo, conforme voto que consta no processo de revisão², foi mantido o modelo originalmente estabelecido para a compensação e a Diretoria estabeleceu uma nova revisão da Resolução, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019.

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

5. A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019³ estabeleceu a atividade nº 50 com vistas a aprimorar a REN nº 482/2012. A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020⁴ manteve o tema por meio da atividade nº 2.

6. Em 30 de maio de 2018, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 10/2018⁵, com período para envio de contribuições até 17 de julho de 2018, por intercâmbio documental.

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

8. Em 23 de janeiro de 2019, foi instaurada a Audiência Pública – AP nº 01/2019⁶, com período para envio de contribuições até 09 de maio de 2019, por intercâmbio documental com sessões presenciais realizadas em Brasília, São Paulo e Fortaleza, além da realização de um Webinar.

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

³ Aprovada pela Portaria nº 4.821/2017, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁴ Aprovada pela Portaria nº 5.571/2019, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁵ Aviso de abertura da Consulta Pública nº 10/2018 ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

⁶ Aviso de abertura da Audiência Pública nº 01/2019 JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

A Nota Técnica é um documento disponível em www.aneel.gov.br VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



III. DA ANÁLISE

9. A Audiência Pública – AP nº 01/2019 foi instaurada com o intuito de submeter para contribuições da sociedade o Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca do aprimoramento das disposições relacionadas à micro e minigeração distribuída. As tabelas a seguir apresentam informações gerais sobre a AP nº 01/2019. No Anexo 1 consta um resumo das principais contribuições recebidas.

Tabela 1 – Dados gerais das contribuições

Período de contribuições	24/01/2019 a 09/05/2019
Total de participantes das seções presenciais	631
Total de expositores das seções presenciais	106
Total de contribuições documentais recebidas (incluindo manifestações enviadas via corpo do e-mail)	272

Tabela 2 – Dados das sessões presenciais

Sessões Presenciais	Brasília 21/02/2019	São Paulo 14/03/2019	Fortaleza 11/04/2019	Total
Participantes	170	221	240	631
Expositores	29	37	40	106

10. A Figura 1 apresenta a relação dos participantes que encaminharam as contribuições documentais.

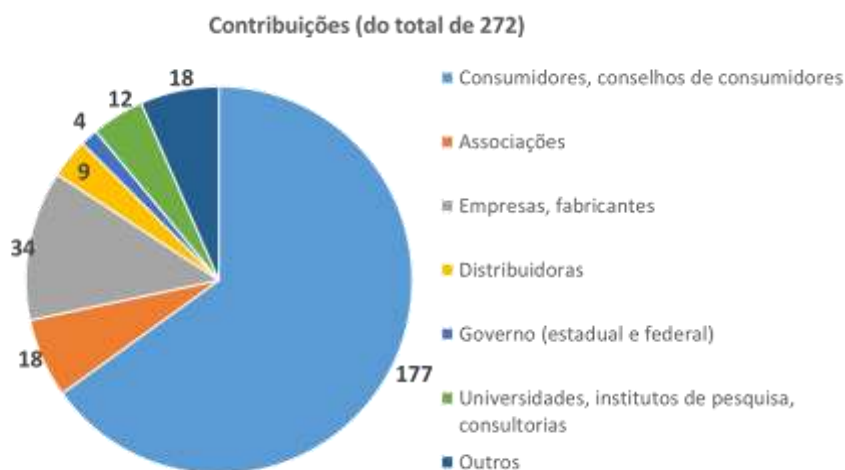


Figura 1 – Relação de participantes que encaminharam contribuição documental.

11. Foram contabilizadas 364⁷ contribuições encaminhadas via arquivos documentais, das quais 15% foram acatadas, 24% parcialmente acatadas e 61% não foram acatadas.

⁷ As manifestações de opinião sem a respectiva fundamentação, encaminhadas principalmente via corpo de e-mail, não foram contabilizadas.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA
 JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER
 DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI
 VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
 JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA
 CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

12. A AIR levada para a AP nº 01/2019 discutiu essencialmente as alternativas para o Sistema de Compensação de Energia. A versão atual, pós-participação pública (AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL⁸) leva em consideração as contribuições recebidas no âmbito da AP. Um breve relato sobre a nova regra proposta para o Sistema de Compensação é apresentado adiante. Além disso, são discutidas as alterações dos demais aspectos da norma.

13. A minuta de Resolução que aprovará a nova redação da REN nº 482/2012 e da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, materializando todas as alterações propostas para as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, é apresentada no Anexo 3. A Consulta Pública a ser instaurada tem como intuito submeter essas minutas de texto à contribuição da sociedade.

III. 1 – SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

14. A definição do novo modelo para o Sistema de Compensação de Energia foi objeto da Análise de Impacto Regulatório – AIR submetida na AP nº 01/2019. Na versão atual da AIR, pós-participação pública, chegou-se à seguinte proposta para a Geração Distribuída (GD) Local e para GD Remota:

➤ GD Local:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030 (31/12/2030). A partir desta data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia);
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 2 (em que não são compensadas as componentes tarifárias TUSD Fio B e Fio A), alterando para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia) quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW⁹.

➤ GD Remota:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030 (31/12/2030). A partir desta data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia);
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia).

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

⁸ Documento SIC nº 48554.001 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

⁹ Estimado total em 6,6 GW em todo país. JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

A Nota Técnica é um documento público e sua divulgação é de responsabilidade de quem a publicar. DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

15. Vale ressaltar que se caracteriza como local toda energia injetada que é aproveitada na mesma unidade em que se deu a geração, caracterizando-se como remota a energia injetada utilizada em unidades consumidoras distintas da unidade onde se encontra a geração. No caso de unidades consumidoras que integram a modalidade de múltiplas unidades consumidas, toda a energia injetada é caracterizada como local.

16. A materialização dessas novas regras consta no *Capítulo III Do Sistema de Compensação de Energia* e no *Capítulo III – A Do Período de Transição* da minuta de texto da REN nº 482/2012. Os patamares de potência instalada, por distribuidora, que definem a mudança para Alternativa 5 da GD Local, serão publicados no Anexo da Resolução. Os patamares por distribuidora conforme mercado atual (que serão atualizados na ocasião da publicação da norma) constam no Anexo 2 desta Nota Técnica.

III. 2 – CUSTOS DE ACESSO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

17. A micro e minigeração são enquadradas como unidades consumidoras cativas que injetam energia na rede. A elas se aplicam regras de acesso e de pagamento pelo uso da rede semelhantes às de uma unidade consumidora sem geração, com algumas particularidades e diferenciações de prazos definidos no Módulo 3 do PRODIST. A seguir são propostas algumas alterações da regra atualmente vigente, com vistas a torna-la condizente com as características da unidade consumidora com geração.

➤ Acesso e contratação de uso do minigerador (unidades consumidoras do grupo A)

18. No caso da minigeração distribuída, a contratação do uso da rede na regra vigente leva em conta tarifas de uso aplicáveis a consumidores de energia, mesmo que o empreendimento seja exclusivamente um “injetador” de energia. Nesse sentido, propõe-se que tanto a contratação quanto o pagamento pelo uso sejam aderentes ao uso da rede de distribuição pelo acessante.

19. O minigerador é um consumidor e um “injetador” de energia – em algumas situações ele não possui carga associada. Para geradores que fazem uso da rede para consumir e injetar energia através do mesmo ponto de conexão, o Módulo 3 do PRODIST (Seção 3.6) prevê uma modalidade de dupla contratação, descrita a seguir:

5.4 Centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia.

5.4.1 O agente deve celebrar único CUSD e único CCD.

5.4.2 Além das disposições contratuais mínimas, em cada um dos contratos devem ser especificados:

a) Os valores de MUSD contratados para os horários de ponta e fora de ponta referentes à unidade consumidora; e

b) O valor de MUSD contratado referente à central geradora, observado o que dispõem os itens 5.3.1 a 5.3.3.

5.4.3 O faturamento mensal do agente deve contemplar, cumulativamente, parcela associada à unidade consumidora e parcela associada à central geradora.

5.4.4 Parcela do faturamento mensal associada à unidade consumidora.

5.4.4.1 O faturamento desta parcela deve ser realizado com base nos MUSD associados à unidade consumidora, conforme item 5.3.1 das Condições Gerais de Fornecimento.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

5.4.4.2 Caso o consumidor seja classificado como Rural e reconhecido como Sazonal, nos termos das normas pertinentes, o MUSD associado à unidade consumidora para efeitos de faturamento deve seguir o disposto nas Condições Gerais de Fornecimento.

5.4.4.3 O faturamento desta parcela deve considerar os descontos e benefícios aos quais a unidade consumidora fizer jus.

5.4.4.4 O faturamento da ultrapassagem por posto horário deve observar a regulamentação específica para unidade consumidoras, tendo como base os valores de MUSD contratados para os horários de ponta e fora de ponta.

5.4.5 Parcela do faturamento mensal associada à central geradora.

5.4.5.1 O faturamento da central geradora deve ser realizado observando-se a diferença entre o MUSD contratado referente à central geradora constante do CUSD e o maior MUSD, entre os horários de ponta e fora de ponta, que foi efetivamente utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora segundo o item 5.4.4.

5.4.5.2 Caso o maior MUSD utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que o MUSD contratado referente à central geradora, a parcela de faturamento associada à central geradora deve ser nula.

5.4.5.3 O faturamento desta parcela deve considerar os descontos e benefícios aos quais a central geradora fizer jus.

5.4.5.4 O faturamento da ultrapassagem deve observar a regulamentação específica para centrais geradoras, tendo como base o valor de MUSD contratado referente à central geradora constante do CUSD.

5.4.6 O disposto no item 5.4 não se aplica ao atendimento do sistema auxiliar da usina e aos casos alcançados pela reserva de capacidade, quando, nestes casos, devem ser observados os regulamentos específicos.

20. A dupla contratação descrita anteriormente foi modelada originalmente para geradores sazonais, que durante alguns meses consomem e durante outros meses injetam energia na rede. É importante destacar que o minigerador não é enquadrado como gerador (ele permanece enquadrado como um consumidor cativo que injeta energia na rede), mas entende-se que o conceito de dupla contratação poderia ser aplicado ao minigerador para fins de cobrança pelo uso da rede e procedimentos de conexão, diante do uso que ele faz da rede de distribuição (em vez de variações sazonais, variações no sentido do fluxo de energia ao longo de um mesmo dia).

21. Apesar de tal medida não alterar o enquadramento regulatório da minigeração como unidade consumidora cativa, terá como resultado a aplicação da tarifa de geração - TUSDg ao respectivo MUSD de geração contratado (na parcela que esse montante supera o MUSD de carga contratado, conforme item 5.4.5.1 do PRODIST). O valor médio (Brasil) da TUSDg no subgrupo A4 é de R\$ 5,87/kW, enquanto a TUSD para consumidores no mesmo nível de tensão é de R\$ 15,75/kW.

22. As regras de ultrapassagem de demanda, como definido no item 5.4, se aplicam ao montante de consumo seguindo-se o procedimento da REN nº 414/2010 e ao montante de injeção seguindo-se o procedimento da REN nº 506/2012, que deve ser incorporado à Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



23. Entende-se que essa forma de contratação e faturamento é aderente ao uso do sistema pelo minigerador. A TUSDg para os subgrupos A3a, A4 e AS é baseada na hipótese simplificadora que as centrais geradoras não exportam capacidade para os níveis a montante, logo fazem uso apenas do sistema no mesmo nível de tensão da sua conexão, e assim a tarifa é construída considerando apenas os custos do sistema do respectivo nível de conexão¹⁰.

24. Nesse ponto é importante destacar que, apesar da aplicação da TUSDg, o consumidor com minigeração continua não fazendo jus aos descontos de fonte incentivadas, previstos na Lei nº 9.427/1996, que são destinados a geradores que operam comercialmente, mesmo que em regime de autoprodução. Segue trecho da Lei nº 9.427/1996 que trata da aplicação dos descontos aos geradores de capacidade reduzida, em que se destaca a destinação da energia gerada que faz jus ao benefício:

Art 26....

.....
§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I - comercializada pelos aproveitamentos; e

II - destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

25. Por outro lado, ao se trazer o conceito de dupla contratação para sistemas de minigeração, é importante revisitar o procedimento de acesso e os cálculos realizados para definição do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) e da participação financeira do consumidor, referentes aos custos de acesso do minigerador à rede de distribuição. O cálculo do ERD e da participação financeira do consumidor são definidos nas Seções IX e X do Capítulo III da REN nº 414/2010. O que se observa é que a definição do ERD tem intrínseca relação com a TUSD fio B fora de ponta aplicável ao consumidor e com o MUSD a ser atendido ou acrescido, conforme equação a seguir:

$$ERD = (MUSD_{ERD} \cdot TUSDFioB_{FP}) \cdot 12 \cdot (1 - \alpha) \cdot \frac{1}{FRC}$$

em que α representa a relação entre os custos de operação e manutenção vinculados à prestação de serviço de distribuição e os custos gerenciáveis totais da distribuidora (Parcela B) e FRC é o fator de recuperação de capital, conforme definido na Seção X do Capítulo III da REN nº 414/2010.

26. A participação financeira do consumidor é a diferença positiva entre o custo da obra proporcionalizado – considerando-se o MUSD a ser atendido ou acrescido e a demanda disponibilizada pela obra – e o encargo de responsabilidade da distribuidora.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

¹⁰ Mais detalhes da metodologia são encontrados nos documentos de JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

27. Pela equação anterior observa-se que quanto maior a $TUSDFioB_{FP}$, maior é a participação da distribuidora nos custos das obras de acesso e, por consequência, menor é a participação do consumidor. A formulação do ERD tem como premissa que esses custos arcados pela distribuidora na ocasião do acesso serão a ela devolvidos ao longo dos ciclos de faturamento, via o pagamento da TUSD pelo consumidor – o que se caracteriza em uma espécie de pagamento parcelado dos custos de acesso, evitando que os demais acessantes paguem pelos custos de acesso de um novo acessante.

28. Diante da aplicação da TUSDg sobre o montante contratado para geração do minigerador, entende-se que o cálculo do ERD deve ser readequado. Caso o minigerador tenha um montante contratado para consumo e um montante contratado para geração, aos quais se aplicam tarifas de uso diferentes, o cálculo do ERD deve considerar o faturamento mensal do consumidor com geração (conforme modalidade de dupla contratação):

$$ERD = [(MUSD_{C_{ERD}} \cdot TUSDFioB_{FP} + (MUSD_{g_{ERD}} - MUSD_c) \cdot TUSDgFioB] \cdot 12 \cdot (1 - \alpha) \cdot \frac{1}{FRC}$$

em que o $MUSD_{C_{ERD}}$ e $MUSD_{g_{ERD}}$ são os valores de MUSD destinados ao atendimento ou ao aumento de potência para fins de consumo e geração, respectivamente, $MUSD_c$ é o montante total de potência contratada para o atendimento da carga e $TUSDgFioB$ é a componente Fio B da TUSDg.

29. Alternativamente à aplicação das regras de acesso de unidade consumidora aos sistemas com minigeração distribuída, poderia ser aventada a possibilidade de aplicação das regras de acesso de gerador – conexão rasa – conforme proposta do grupo CPFL. Nesse caso, os custos das obras de acesso até o ponto de conexão com a rede seriam assumidos pelo acessante, e a distribuidora seria responsável pelas obras necessárias em sua rede para receber aquele gerador. Ocorre que o gerador é autorizado a implantar e operar uma linha de interesse restrito até o ponto de conexão com a rede de distribuição, sendo um ativo do próprio gerador. Um consumidor não é autorizado a possuir uma linha de interesse restrito que perpassa terrenos que não são de sua propriedade, a não ser que tenha autorização expressa da ANEEL, a qual ocorre apenas sob algumas circunstâncias específicas. Outra questão a ser considerada é a situação em que o consumidor possui carga e geração. Restariam dúvidas de qual regra deveria ser aplicada. Diante dessas questões, o tratamento do acesso como gerador para sistemas de minigeração foi descartado, optando-se pela regra estabelecida na REN nº 414/2010, com as alterações aqui propostas.

30. A nova regra de contratação do uso da rede por minigerador distribuído foi incluída na minuta de texto da REN nº 482/2012, no Capítulo II – Do Acesso aos Sistemas de Distribuição, com o detalhamento do faturamento da demanda descrito no item 8 – Contratos. Além disso, a nova formulação para o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora foi incluída no Art. 43 da REN nº 414/2010.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

31. Outro ponto que merece destaque quanto aos custos de acesso é a alocação dos custos adicionais do medidor bidirecional, que na regra vigente são alocados ao consumidor com minigeração distribuída. Na nova proposta, todos os custos relativos ao sistema de medição são de responsabilidade técnica e econômica da distribuidora, igualando ao tratamento atualmente conferido às unidades consumidoras com microgeração. Tal alteração está em linha com as regras atuais de medição, mantidas na proposta de revisão do Módulo 5 do PRODIST¹¹, que alocam à distribuidora os custos de medição e leitura dos sistemas de medição instalados em consumidores cativos, livres e especiais.

32. Adicionalmente, está sendo proposta uma alteração de forma no tema medição, retirando os dispositivos que tratam dos sistemas de medição da GD da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (item 7), de modo a transferi-los integralmente para o Módulo 5 do PRODIST.

➤ **Acesso de microgerador**

33. No caso de acesso de microgerador, apesar da existência de tarifas de uso aplicáveis a geradores conectados na baixa tensão, entende-se que as regras atualmente vigentes devem permanecer. Isso porque as unidades consumidoras do grupo B não possuem tarifa binômica nos moldes daquela estabelecida para unidades do grupo A. Ademais, a manutenção da regra atual se justifica pela maior simplicidade no faturamento de sistemas de geração de menor porte. Não há que se falar, portanto, em demanda contratada e o cálculo do ERD e da participação financeira do consumidor, quando existente, permaneceriam como é hoje, salvo pela alteração proposta no Art. 5º, §1º, da REN nº 482/2012, passando a valer a seguinte redação: *“Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora”*.

34. Essa mudança traz alterações apenas para sistemas de microgeração na modalidade de geração compartilhada, para os quais passa a ser aplicada a regra do §1º do Art. 5º.

➤ **Dispositivos de Seccionamento Visível (DSV)**

35. A Tabela 1 da seção 3.7 do PRODIST estabelece os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída e a versão vigente da nota (1) da referida tabela esclarece o conceito do “Elemento de desconexão” exigido para qualquer potência da central geradora *“Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção”*.

36. Por sua vez, o item 4.4 estabelece que *“Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os quais devem estar instalados em locais apropriados de fácil acesso, as proteções relacionadas na Tabela 1 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída”* (grifo nosso).

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

¹¹ Processo nº 48500.002309/2018-67.

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

37. Tendo em vista a publicação da Norma Técnica GED-15303 da CPFL Energia - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, na qual a distribuidora estabelece a exigência de novas funções no relé de proteção de instalações com minigeração distribuída e a exigência de que, nos acessos à rede de média tensão, o dispositivo de seccionamento seja visível, a ABGD¹² e a ABSOLAR¹³ questionaram junto à ANEEL a razoabilidade técnica e jurídica dessa norma técnica.

38. Inicialmente, é importante recordar que a Nota Técnica nº 22/2014-SRD/ANEEL¹⁴, que instruiu a decisão exarada no Despacho da SRD nº 720/2014, avaliou, com o auxílio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), a necessidade de aplicação do DSV em instalações com geração distribuída. Por meio desse documento, a SRD concluiu que a versão original nota (1) da Tabela 1 da seção 3.7 do PRODIST deveria ser retificada para se harmonizar com item 4.4 da mesma seção. Portanto, a SRD concluiu à época que a aplicação desnecessária se aplicava apenas para instalações com microgeração distribuída.

39. Desse modo, a versão vigente da seção 3.7 do PRODIST define que redundâncias de proteção são desnecessárias para instalações com microgeração distribuída, ou seja, instalações com potência instalada de geração inferior a 75 kW. Para as demais instalações, não há vedação à instalação de redundância de proteções e sua aplicação dependerá da avaliação da distribuidora quanto às características e aos padrões de sua rede.

40. Contudo, considerando as questões técnicas e de segurança envolvidas no tema, assim como os impactos financeiros apontados pelas referidas associações, a SRD solicita o envio de contribuições sobre a necessidade de instalação do DSV em unidades consumidoras com minigeração distribuída, apontando as razões técnicas que suportam os argumentos favoráveis e contrários à regra vigente.

III. 3 – EXCEDENTE DE GERAÇÃO E PAGAMENTO DO CUSTO DE DISPONIBILIDADE

41. O texto atualmente em vigor para o inciso IV do Art. 7º da REN nº 482/2012 traz a seguinte definição relativa ao excedente de energia:

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada;

42. Já o texto vigente do inciso V do mesmo artigo estabelece que:

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

¹² Carta s/n, de 01/07/2019 (Documento SIC nº 48513.018254/2019-00).

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

¹³ Ofício nº 015/2019 (Documento SIC nº 48513.018254/2019-00) FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

¹⁴ Processo nº 48500.004924/2010-51. JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Operacionais DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

43. Observa-se que tratamento diferenciado é dado aos créditos de energia acumulados de ciclos de faturamento anteriores. Eles não podem ser utilizados para abater o custo de disponibilidade tendo em vista que o custo de disponibilidade será necessariamente pago pelo consumidor com geração própria. Já a definição do excedente de energia do mês corrente – diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida – acaba fazendo com que parte da energia injetada seja utilizada para abater o custo de disponibilidade, mesmo que o consumidor seja obrigado a pagar por essa franquia. Muitos consumidores ao longo dos anos de aplicação da REN nº 482/2012 alegaram que isso afeta o dimensionamento da planta de geração, que poderia ser otimizado para que a energia injetada seja integralmente utilizada no abatimento do consumo.

44. Entretanto, com a adoção da Alternativa 5, essa questão fica praticamente resolvida. Mesmo compensando toda a energia consumida (por meio da energia injetada ou de créditos de meses passados), o consumidor ainda terá que pagar pelas outras componentes da tarifa, o que, na grande maioria dos casos, supera o valor mínimo (em R\$) a ser faturado na unidade consumidora. Desse modo, sugere-se que a compensação seja limitada à integralidade do consumo no ciclo de faturamento.

III. 4 – GERAÇÃO COMPARTILHADA – POSSIBILIDADE DE OUTRAS FORMAS DE ASSOCIAÇÕES

45. Uma das grandes discussões desde a inclusão da modalidade geração compartilhada na REN nº 482/2012 foi relativa às formas de associações permitidas pela norma – apenas consórcios e cooperativas. Diversos questionamentos foram encaminhados à ANEEL no sentido de que a Agência permitisse outras formas de reunião de consumidores. Tais discussões também foram levantadas nas contribuições encaminhadas na AP nº 01/2019. Muitas contribuições enfatizaram a burocracia envolvendo a formação de consórcios e cooperativas, que foram concebidos para modelos de negócios distintos daquilo que se propõe a REN nº 482/2012. Ademais, há uma diferenciação de regras (e de complexidade) a depender da localidade em que tais associações são constituídas.

46. Diante dessas dificuldades, associadas ao fato de que a modalidade de geração compartilhada não faz jus às isenções de impostos federais e estaduais conferidas às modalidades que envolvem um único titular, observa-se um crescimento menos expressivo da geração compartilhada no país. Verifica-se uma migração de consumidores para a modalidade de autoconsumo remoto, mesmo em situações em que a modalidade de geração compartilhada é o modelo mais apropriado a ser utilizado – casos em que há reunião de consumidores para exploração de um empreendimento de geração.

47. A empresa Órigo encaminhou contribuição recomendando maior flexibilidade nos modelos associativos, deixando como uma das possibilidades o modelo de Condomínio Civil Voluntário. Sobre esse ponto, ressalta-se a necessidade de que a associação participante da modalidade de geração compartilhada deve possuir um CNPJ, tendo em vista que esse CNPJ será o consumidor titular da unidade consumidora com geração distribuída. O inciso XVII do Art. 2º da REN nº 482/2012 define o consumidor como “*pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s) ...*”. Uma vez atendida essa exigência de inscrição no CNPJ, entende-se que outras formas de associações, que não se caracterizem em modelos de condomínio civil voluntário, podem ser adotadas desde que estejam em conformidade com a norma.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

48. Na proposta levada para a Consulta Pública a ser instaurada, foi adicionada ao texto da norma, na definição da modalidade de geração compartilhada, a possibilidade de associação de consumidores por meio do Condomínio Voluntário, mas incentivam-se contribuições quanto a outras modalidades que atendam às premissas aqui colocadas.

49. Vale ressaltar que a Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio da Nota n. 00025/2016/PFANEEL/PGF/AGU¹⁵, já havia se manifestado sobre a inexistência de óbice jurídico à adesão ao sistema de compensação por Condomínios Voluntários regulados pelos artigos 1.314 e 1.326 do Código Civil, mas concluiu pela necessidade de alteração da REN nº 482/2012 para permitir outras formas de associações na modalidade de geração compartilhada (além de consórcios e cooperativas).

III. 5 – REGRAS E PRAZOS DE ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO

50. As regras e prazos para acesso de geração distribuída ao sistema de distribuição estão estabelecidas no Módulo 3 do PRODIST, seção 3.7. Descrevem-se a seguir as principais alterações propostas para aprimorar os procedimentos vigentes.

51. Inicialmente, foi estabelecido um prazo de 5 dias para a distribuidora notificar o consumidor sobre todos os documentos pendentes apresentados na solicitação de acesso, em que não há a análise do mérito nessa etapa, apenas um *check list* com a lista de documentos constantes dos Anexos II, III e IV da Seção 3.7, conforme a potência da central geradora.

52. Tal prazo foi estipulado para adequar a redação atual do item 2.4.5, em que consta a resposta imediata da distribuidora para o caso de haver falta de algum documento por parte do consumidor. Além de ser impreciso o uso do termo “imediatamente”, também o envio dos documentos ocorre por meio digital e há necessidade de definir um prazo para a resposta da distribuidora.

53. Outro ponto acrescentado foi um prazo de 30 dias para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS ou outras distribuidoras apresentarem parecer técnico quando a distribuidora acessada solicitar análise do impacto da conexão da geração distribuída que extrapolem sua rede.

54. Com relação à solicitação de vistoria pelo acessante, o prazo vigente de 120 dias após a emissão do parecer de acesso pode acarretar incompatibilidade com os prazos estabelecidos no art. 34 da Resolução Normativa nº 414/2010 para a distribuidora executar obras para atendimento de solicitações de interessados.

55. Dessa forma, foi proposto um prazo de 60 dias para o consumidor solicitar a vistoria após a conclusão das obras de responsabilidade da distribuidora, sendo mantido o prazo original de 120 dias quando o parecer não indicar a necessidade de obras.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

¹⁵ Documento nº 48554.000560/2017-00.

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

56. Adicionalmente, no caso de ser necessária obra para melhoria ou reforço na rede para conexão de geração distribuída, foi incluído no item 8 (Contratos) um comando para obrigar a distribuidora a iniciar a execução da obra dentro do prazo pactuado no contrato específico de participação financeira do consumidor.

57. Outra modificação proposta no item de requisitos de projeto é a exigência de que ensaios de inversores por laboratórios internacionais sejam realizados considerando-se as características técnicas do sistema elétrico brasileiro (frequência, níveis de tensão, entre outras), de forma a garantir a adequada operação dos equipamentos sob essas condições.

58. Por fim, diante dos desafios técnicos para injeção de energia em redes reticuladas, solicitam-se contribuições em relação a possíveis soluções técnicas e tratamento regulatório a serem conferidos ao acesso de geração distribuída em redes do tipo Reticulado Dedicado. Essa foi uma recomendação do TCU à ANEEL, conforme Acórdão nº 1530/2019¹⁶.

III. 6 – PARTICIPAÇÃO DA COGERAÇÃO QUALIFICADA NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

59. Atualmente, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece em 50% a redução mínima a ser aplicada nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição de empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e **cogeração qualificada**, conforme regulamentação da ANEEL, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 300.000 kW¹⁷. A ANEEL regulamentou o tema por meio da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

¹⁶ Documento SIC nº 48513.022137/2019-00.

¹⁷ Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (...)

§ 1o Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I – comercializada pelos aproveitamentos; e

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1o de janeiro de 2016. (...)

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam

I – resultem de leilão de compra de energia elétrica; e
II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016, por meio de processo administrativo, pelos seguintes titulares de concessão:

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

60. Entretanto, a Lei nº 9.427/1996 sofreu alterações desde a sua criação. Foi por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que foi incluída a possibilidade de se estabelecer o desconto de TUSD/TUST para empreendimentos enquadrados como cogeração qualificada. Constatou-se que não havia naquela oportunidade uma definição clara do que seria exatamente a figura do “cogerador qualificado”.

61. Essa Lei nº 10.438/2002 dispõe, dentre outros temas, sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

62. Ou seja, tratava-se de cenário no qual havia recente escassez de energia e de projetos de infraestrutura que pudessem alavancar o setor (haja vista o apagão de 2001). Ademais, não se identificava naquela oportunidade que a inserção de energias renováveis não hídricas como a energia eólica ou solar se viabilizasse de tal sorte que passasse a representar parcela relevante na matriz elétrica nacional.

63. Assim, coube à ANEEL, inicialmente por meio da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, e posteriormente por meio da Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, regulamentar essa questão. A REN 235/2006 estabelece critérios mínimos de eficiência energética para que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis possam ser enquadradas como cogeração qualificada, o que por sua vez dá direito a esses geradores à concessão do desconto de 50% nas tarifas de TUSD/TUST (em se tratando de geração propriamente dita) ou ao enquadramento como Geração Distribuída, nos termos da Resolução Normativa nº 482/2012 (em se tratando de uma unidade consumidora).

64. Unidades consumidoras enquadradas como mini e micro geração com cogeração qualificada atualmente usufruem de incentivos tais como as demais fontes renováveis. Em geral, esse tipo de tecnologia utiliza o gás natural como combustível, o que, em princípio, pareceria um contrassenso ao uso das fontes renováveis. Entretanto, a cogeração é a produção sequencial e combinada de eletricidade e calor útil, na qual o resíduo de calor de um processo (que seria jogado fora) é aproveitado no processo seguinte. Essa produção combinada resulta num menor consumo de combustível, menor rejeição de calor ao ambiente e maior oferta de energia útil.

65. Nesse ponto, a cogeração age como redutora de emissões de gases de efeito estufa, ao mesmo tempo em que contribui para o aumento da oferta de energia elétrica. Esses atributos trazem a motivação para a inclusão da cogeração no grupo de incentivos das fontes renováveis pela Lei nº 10.438/2002.

66. Para a micro e a minigeração distribuída que são aplicáveis à geração de pequeno porte (hospitais, centros comerciais, shopping centers), infere-se que a Resolução Normativa nº 482/2012 contribui para a redução de custos de investimento no sistema de cogeração, especialmente os de paridade térmica, no qual a produção das utilidades segue a demanda do calor. Apesar disso, destaca-se que atualmente há apenas seis unidades consumidoras enquadradas como Cogeração Qualificada pela ANEEL¹⁸ no ambiente da Geração Distribuída, correspondendo a 3.913 kW de potência total instalada.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

¹⁸ Consultado em 24/9/2019: <http://www2.aneel.gov.br> JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

A Nota Técnica é um documento público e sua divulgação é de responsabilidade exclusiva dos autores.



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

67. Assim, diante dos atributos positivos desse tipo de geração, optou-se por mantê-la no rol de elegíveis a participarem do Sistema de Compensação.

III. 7 – COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE DE GERAÇÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO

68. A ABRACEEL encaminhou contribuição propondo a criação de um mecanismo, adicional ao sistema de compensação de energia, que permita ao consumidor (inclusive o residencial) comercializar o excedente de energia gerada pela micro ou pela minigeração. Nesse mecanismo, o abatimento do consumo via sistema de compensação se daria até o consumo mensal da unidade consumidora, e o excesso de geração a cada mês poderia ser comercializado no mercado livre, por intermédio de um comercializador varejista.

69. Na proposta encaminhada pela Associação, os dados de medição seriam enviados à CCEE pela distribuidora local (que, nesse caso, é o agente de medição) via Unidade Central de Coleta de Medição (UCM) e os custos associados ao envio desses dados seriam alocados ao consumidor – apesar de os custos de adaptação do sistema de medição permanecerem com a distribuidora. A energia excedente comercializada no mercado livre estaria submetida às regras e procedimentos de comercialização e sobre ela incidiriam os tributos federais e estaduais (não se aplicando a isenção conferida à energia compensada via *net metering*).

70. Foram também recebidas algumas contribuições na AP nº 01/2019 relativas a esse ponto, a exemplo da contribuição da Cogen, que sugere forma de operacionalizar a comercialização de excedentes.

71. No entanto, entende-se que a comercialização de excedentes de energia, além de envolver uma possível redefinição do arcabouço legal vigente, está fora do escopo das discussões sobre o Sistema de Compensação de Energia.

72. Sobre essa questão, cabe uma análise pela ótica do Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica no país. Pelo referido Decreto, para fins de comercialização entende-se como agente vendedor o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, o que não é o caso do consumidor detentor de micro ou minigeração.

73. A possibilidade de um gerador desse porte comercializar energia já existe na figura do registro, através do sistema *REGISTRO DE CENTRAL GERADORA DE CAPACIDADE REDUZIDA – RCG*, desde que não esteja conectada na rede de distribuição com vistas à compensação de energia elétrica prevista na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

III. 8 – RESPEITO AOS LIMITES DA NORMA (TENTATIVAS DE DIVISÃO) E SIMPLIFICAÇÃO NOS TERMOS

74. A respeito de tentativas de divisão de centrais de geração em unidades de menor porte, o § 3º do art. 4º da REN nº 482/2012 veda a “*divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos*”. Esse dispositivo tem o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de microgeração e de minigeração distribuída, seja para assegurar o pagamento de demanda do Grupo A ou para evitar que grandes centrais geradoras tentem se enquadrar como micro ou minigeração. Dessa forma, a norma não permite a divisão de uma central geradora em centrais de menor porte que resulte na alteração do enquadramento como minigeração distribuída para o enquadramento como microgerações distribuídas, assim como na alteração de uma condição de não enquadramento para uma condição de enquadramento na norma.

75. Em relação a esse aspecto, questionou-se na Consulta Pública se seria possível que a norma prevesse critérios mais objetivos de identificação das tentativas de divisão. Foram apresentadas três contribuições com propostas de critérios para identificação de tentativas de divisão. A AES Tietê propôs determinar que sistemas de minigeração devam ser conectados apenas em rede primária. A CEB sugeriu criar limites de potência instalada por titular de unidade consumidora em cada subconjunto elétrico da distribuidora. A CEEE recomendou a adoção de um critério objetivo mínimo, defendendo que os limites definidos no artigo 2º, incisos I e II da REN nº 482/2012, sejam limitados por caminho elétrico (uma mesma subestação fonte). Além da aplicação desse critério, permanecem os procedimentos vigentes.

76. Ao longo da vigência da REN nº 482/2012 observou-se formas variadas de tentativa de enquadramento de minigeração nos limites de microgeração (de modo a se evitar o pagamento da demanda contratada), bem como tentativas de divisão de grandes centrais para enquadramento como minigeração. A ANEEL recebeu, em mais de uma ocasião, questionamentos de como deveria ser efetuada uma divisão para fins de atendimento aos limites da norma.

77. Ou seja, a variedade de formas de tentativa de divisão imputa muitas dificuldades no estabelecimento de regras objetivas que busquem evitar esse tipo de estratégia. Dessa forma, optou-se por manter na minuta da norma o texto vigente, sendo a análise feita a cada caso concreto, com a distribuidora desempenhando o papel de identificar os casos que vão contra os preceitos da REN nº 482/2012. Todavia, são incentivadas contribuições relativas à inclusão de regras objetivas para tratar desse ponto.

III. 9 – ALOCAÇÃO DE CRÉDITOS EM DIFERENTES ÁREAS DE CONCESSÃO

78. Em todas as modalidades previstas para a micro e minigeração distribuída, a alocação ou a utilização dos créditos é restrita à área de atuação de uma única distribuidora, na qual a energia excedente é compensada.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

79. No âmbito da Consulta Pública nº 10/2018, o Grupo Neoenergia citou dois casos em que pode existir a necessidade da alocação de créditos em diferentes áreas de concessão. O primeiro é quando a geração está localizada em áreas de fronteira e seu atendimento é feito a título precário, e os créditos poderiam ser alocados na distribuidora que não atende a área de concessão onde essa geração está localizada.

80. O segundo caso, que também foi descrito pela Secretaria do Estado de São Paulo, é quando várias distribuidoras atendem um mesmo estado da Federação, assim, é possível que um consumidor possua unidades consumidoras em áreas distintas de concessões, embora em um mesmo estado, o que também implica nas mesmas dificuldades para a alocação de créditos.

81. O grupo Neoenergia entende que não deve ser permitida a alocação de créditos entre distribuidoras, já a Secretaria do Estado de São Paulo considera que deveria ser permitida a alocação de créditos dentro de uma mesma Unidade Federativa.

82. A atual restrição da alocação dos créditos em uma mesma área de concessão é justificável devido a questões jurídicas e técnicas. Do ponto de vista jurídico, faz parte da atividade da distribuidora o faturamento de seus consumidores, inclusive, o controle dos créditos advindos da geração distribuída. Por outro lado, não há previsão no arcabouço regulatório para a operacionalização de créditos advindos de consumidores com os quais a concessionária não possui relação contratual.

83. Outro problema que passará a existir com a alocação de créditos em diferentes áreas de concessão é a destinação de todos os potenciais benefícios da geração remota para a distribuidora que possui a conexão (principalmente, o pagamento pela demanda contratada) e o principal custo, que é a redução do mercado, para a distribuidora que terá que alocar os créditos.

84. Essa alocação diferenciada entre benefícios e custos poderá ser acentuada com a construção de geradores em locais atendidos por distribuidoras com menores tarifas, e a utilização dos créditos em locais com tarifas mais elevadas.

85. A distribuidora onde os créditos foram gerados reduziria sua necessidade de suprimento de energia, e teria potenciais reduções de perdas e melhorias nos perfis de tensão, contribuindo para a modicidade tarifária.

86. Por outro lado, a distribuidora que concederia os créditos à unidade consumidora sem GD teria redução de seu mercado consumidor sem a contrapartida da redução da compra de energia. Para reequilibrar a situação, os custos seriam repassados para a tarifa, impactando todos os consumidores dessa área de concessão.

87. Dessa forma, seria criado uma alocação ineficiente entre diferentes áreas de concessão, em que os consumidores da distribuidora onde os créditos foram alocados pagariam pelos benefícios percebidos pelos consumidores da distribuidora onde a energia foi injetada.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

88. Para mitigar esse problema, deveria haver, dentre outros ajustes, a transferência de recursos financeiros entre as distribuidoras, observadas as diferenças entre os preços médios de compra de energia de cada empresa.

89. Contudo, não são previamente conhecidas as repercussões tributárias relativas a esta operação de transferências de recursos financeiros ou de “crédito de energia” entre distribuidoras, o que dependeria de interação com os fiscos federal (PIS/COFINS) e estaduais (ICMS), a quem compete a interpretação tributária, inclusive quanto à manutenção e a extensão da isenção hoje vigente em caso da revisão do modelo atual.

90. Adicionalmente, vislumbra-se o aumento da complexidade do faturamento e controle dos créditos gerados em uma distribuidora e utilizados em outra. Além da possibilidade de haver descasamento entre os ciclos de faturamento de onde a energia foi injetada para o local em que eles seriam utilizados, novos procedimentos teriam que ser estabelecidos para padronizar a troca de informações entre as distribuidoras, incluindo o tratamento a ser dados para erros de medição e faturamento. Todavia, entende-se que essas complexidades são contornáveis.

91. Mais um ponto a ser avaliado é o aumento da complexidade para a previsão do mercado das distribuidoras e, conseqüentemente, uma maior exposição na contratação de energia (sobrecontratação/subcontratação), tendo em vista que a distribuidora não tem informações sobre a geração distribuída conectada em outra distribuidora, assim como não consegue prever a exportação de créditos para outras áreas de concessão.

92. Para evitar alocação ineficiente de custos é importante que o agente causador dos custos, seja responsabilizado por esses custos. Assim, o consumidor que optasse pela utilização de créditos de uma geração remota em outra área de concessão deveria arcar com os custos adicionais dessa operação (custos envolvendo a operacionalização desse modelo, além de impostos, tributos) bem como com a diferença de tarifa (positiva ou negativa) entre as duas distribuidoras. Ademais, como se trata de uma operação envolvendo três agentes, seria importante a definição de um contrato padrão entre as duas distribuidoras e o responsável pelas unidades consumidoras.

93. A Tabela 3 resume os principais argumentos a favor e contrários levantados nesta Nota Técnica a essa proposta:

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

Tabela 3 - Principais vantagens e desvantagens à compensação de créditos entre áreas de concessões distintas.



94. Desse modo, diante das dificuldades apontadas para a alocação de excedentes de energia entre unidades consumidoras atendidas por diferentes distribuidoras, optou-se por não contemplar essa possibilidade no texto da REN nº 482/2012. No entanto, o texto da norma foi alterado para contemplar os casos de atendimento precário, possibilitando o uso do excedente de energia em unidades consumidoras **atendidas pela mesma distribuidora** (retirando-se o termo “dentro da mesma área de concessão ou permissão”).

III. 10 – DAS CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS DE CAPACIDADE REDUZIDA

95. Cabe reforçar que a instalação das Centrais Hidrelétricas de Capacidade Reduzida deve respeitar o estabelecido nos §§ 1º e 3º do art. 8º da Lei nº 9.074/1995:

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

§ 1º Não poderão ser implantados aproveitamentos hidráulicos descritos no caput que estejam localizados em trechos de rios em que outro interessado detenha Registro Ativo para desenvolvimento de Projeto Básico ou Estudo de Viabilidade no âmbito da Aneel, ou ainda em que já haja aproveitamento outorgado.

§ 2º No caso de empreendimento hidroelétrico igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) construído em rio sem inventário aprovado pela Aneel, na eventualidade de o empreendimento ser afetado por aproveitamento ótimo do curso de água, não caberá qualquer ônus ao poder concedente ou à Aneel.

§ 3º Os empreendimentos hidroelétricos de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatt

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

96. Ou seja, esse artigo veda a instalação desses empreendimentos em trechos de rios em que outro interessado detenha registro ativo para desenvolvimento de projeto básico ou estudo de viabilidade, onde haja aproveitamento outorgado, ou em cursos d'água onde haja partição de quedas definida em inventário aprovado.

97. Diante da Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, que trata da segurança de barragens, as unidades consumidoras que geram energia a partir de usinas hidrelétricas de capacidade reduzida têm responsabilidade sobre as barragens construídas, cabendo a elas declarar as informações necessárias a respeito à ANEEL, durante o processo de ligação com a concessionária de distribuição.

98. A obrigatoriedade de apresentar as informações necessárias à ANEEL também se aplica às unidades consumidoras já existentes bem como as novas instalações que utilizam esse tipo de energia para o Sistema de Compensação de Energia. Tal obrigatoriedade foi incluída no texto da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (itens 2.4.4.1 e 2.4.4.3), tornando-se requisito para participação da central geradora no Sistema de Compensação de Energia.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

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

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015;
- Resolução Normativa ANEEL nº 789, de 17 de outubro de 2017;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

V. DA CONCLUSÃO

100. Conclui-se pela necessidade de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, conforme já previsto desde 2015 (art. 15 da REN nº 482/2012), de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva de forma sustentada e saudável, sem alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade.

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
 FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

VI. DA RECOMENDAÇÃO

101. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública, no intuito de receber contribuições da sociedade para a nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (propostas de alteração na REN nº 482/2012, na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST e, no que couber, na REN nº 414/2010).

(Assinado digitalmente)

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

DIEGO LUIS BRANCHER
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
Especialista em Regulação – SRM

(assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto – SRG

(Assinado digitalmente)

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA
Especialista em Regulação – SCG

(Assinado digitalmente)

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE
Especialista em Regulação – SMA

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
Su, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Pág. 22 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(Assinado digitalmente)

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

(Assinado digitalmente)

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

(Assinado digitalmente)

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI, MARCO AURELIO LENZI CASTRO
FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, FELIPE ALVES CALABRIA, DIEGO LUIS BRANCHER

DAVI RABELO VIANA LEITE, ROBSON KUHN YATSU, ANDRE RUELLI

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0E5C5732004FFF1F CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



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

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

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 NREL¹, 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).

¹ *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 CO₂ 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 tCO₂/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, ABRADÉE 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 Greener² (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%.

² <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 2019/2020³, 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).

³ 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.

Anexo 2 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/ANEEL, de 07/10/2019

Limites de potência de que trata o art. 7º-F da Minuta de Resolução Normativa.

Distribuidora	Mercado TUSD ¹ BT e MT (MWh)	Potência Art. 7º-F (MW)	Potência já instalada de GD Local (MW) ²	Distribuidora	Mercado TUSD BT e MT (MWh)	Potência Art. 7º-F (MW)	Potência já instalada de GD Local (MW)
AmE	4.999.564,96	82,10	4,13	Cerim	40.126,17	0,66	0,21
Boa Vista	46.343,84	15,54	0,00	Ceripa	140.390,22	2,31	0,17
Castro-DIS	34.096,39	0,56	0,02	Ceris	15.967,07	0,26	0,00
CEA	993.785,95	16,32	2,08	CERMC	22.390,17	0,37	0,00
Ceal	2.900.870,70	47,64	9,51	Cermissões	115.710,08	1,90	1,52
CEB-DIS	5.850.221,70	96,07	18,96	Cermoful	114.649,11	1,88	0,08
Cedrap	37.165,43	0,61	0,09	Cernhe	15.863,71	0,26	0,20
Cedri	20.216,01	0,33	0,08	Ceron	3.146.275,61	51,67	2,78
CEEE-D	7.230.851,59	118,75	24,82	Cerpalo	52.206,73	0,86	0,24
Cegero	118.730,29	1,95	0,75	Cerpro	49.501,18	0,81	0,03
Cejama	33.574,41	0,55	1,04	CERRP	63.780,43	1,05	0,14
Celesc-DIS	18.813.741,61	308,96	54,05	Cersad	6.581,00	0,11	0,00
Celpa	7.734.504,30	127,02	9,80	Cersul	132.468,08	2,18	1,52
Celpe	11.381.886,73	186,91	34,30	Certaja	109.520,17	1,80	0,97
Cemar	6.034.821,45	99,10	19,68	Certel	408.254,42	6,70	2,94
Cemig-D	29.455.058,83	483,71	286,36	Certhil	55.428,03	0,91	0,30
Cemirim	39.513,62	0,65	2,91	Certrel	41.238,54	0,68	0,00
Cepisa	3.344.770,43	54,93	21,03	Cervam	18.732,29	0,31	0,08
Ceprag	48.251,05	0,79	0,13	Cetril	79.857,22	1,31	0,18
Ceraça	83.451,37	1,37	1,04	Chesp	123.485,66	2,03	1,21
Ceral Anitápolis	10.443,68	0,17	0,01	Cocel	316.196,54	5,19	0,27
Ceral Araruama	15.643,76	0,26	0,00	Codesam	38.533,80	0,63	0,00
Ceral DIS	26.047,43	0,43	0,00	Coelba	17.678.750,34	290,32	27,25
Cerbranorte	133.766,08	2,20	0,33	Coopera	293.395,51	4,82	0,06
Cerci	38.550,82	0,63	0,22	Cooperaliança	217.091,18	3,57	0,11
Cercos	10.059,36	0,17	0,09	Coopercofal	95.078,73	1,56	0,14
Cerej	43.525,55	0,71	0,11	Cooperluz	62.206,73	1,02	0,22
Ceres	18.509,56	0,30	0,01	Coopermila	17.986,46	0,30	0,11
Cerfox	50.604,76	0,83	1,09	Coopernorte	7.268,51	0,12	0,00
Cergal	74.403,97	1,22	0,50	Coopersul	9.918,61	0,16	0,00
Cergapa	31.017,73	0,51	0,03	Cooperzem	35.440,34	0,58	0,20
Cergal	26.951,89	0,44	0,02	Coorsel	52.671,09	0,86	0,47
Ceriluz	132.236,89	2,17	0,33	Copel-DIS	24.864.532,03	408,33	66,93
Distribuidora	Mercado TUSD BT e MT (MWh)	Potência Art. 7º-F (MW)	Potência já instalada de GD Local (MW)	Distribuidora	Mercado TUSD BT e MT (MWh)	Potência Art. 7º-F (MW)	Potência já instalada de GD Local (MW)

¹ Mercado de TUSD cativo e livre BT e MT, referente à janela Setembro de 2018 a Agosto/2019.

² Soma das potências das unidades classificadas como “autoconsumo remoto”, “geração na própria UC” e “múltiplas UC”, referentes a UC conectadas até setembro/2019.

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

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

Coprel	402.718,24	6,61	2,69	EMT	8.477.500,85	139,22	113,86
Cosern	4.806.168,05	78,93	25,93	Enel CE	10.544.935,02	173,17	54,38
CPFL Paulista	24.808.642,89	407,41	60,86	Enel GO	12.234.222,10	200,91	51,49
CPFL Piratininga	10.558.446,69	173,39	10,63	Enel RJ	9.554.739,14	156,91	28,36
CPFL Santa Cruz	2.622.459,45	43,07	6,75	Enel SP	37.443.560,97	614,90	11,59
Creluz-D	97.659,51	1,60	0,96	ENF	325.270,31	5,34	0,59
Creral	61.660,73	1,01	0,46	EPB	3.753.898,99	61,65	22,42
Demei	133.898,63	2,20	1,06	ESE	2.505.915,04	41,15	7,96
DMED	467.956,41	7,68	0,68	ESS (Caiua)	3.964.036,34	65,10	26,03
EBO	661.156,53	10,86	3,31	ETO	2.263.421,84	37,17	14,37
EDP ES	6.940.452,65	113,98	24,92	Forcel	67.350,62	1,11	0,24
EDP SP	9.861.693,93	161,95	10,31	Hidropan	120.368,27	1,98	1,34
EFLJC	17.782,00	0,29	0,02	Ienergia	271.493,33	4,46	3,41
Eflul	98.345,22	1,62	0,54	Light	19.924.191,85	327,20	37,71
Elektro	13.284.586,12	218,16	40,78	MuxEnergia	73.308,55	1,20	0,31
Eletroacre	1.059.628,51	17,40	1,19	RGE	15.343.641,85	251,97	129,96
Eletrocar	183.258,80	3,01	3,28	Sulgipe	295.737,46	4,86	0,28
ELFSM	561.877,66	9,23	2,30	Uhenpal	73.326,12	1,20	0,73
EMG	1.403.302,82	23,05	15,75	TOTAL	359.382.744,26	5.901,80	1.352,04
EMS	4.959.452,89	81,44	32,75				

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº _____, DE _____ DE _____

Altera as Resoluções Normativas nº 482, de 17 de abril de 2012 e nº 414, de 9 de setembro de 2010, e aprova revisão do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51, e as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 01/2019 e na Consulta Pública nº XXXXX, resolve:

Art. 1º Aprovar revisão do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional – PRODIST.

§ 1º O Módulo 3 do PRODIST aprovado por esta Resolução encontra-se disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/prodist.

§ 2º As alterações relativas ao Módulo 3 do PRODIST estão dispostas no Anexo desta Resolução.

Art. 2º A Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 42. Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou alteração da conexão existente que não se enquadrem nas situações previstas nos arts. 40, 41 e 44, deve ser calculado o encargo de responsabilidade da distribuidora, assim como a eventual participação financeira do consumidor, conforme disposições contidas nesta Resolução, observadas ainda as seguintes condições:”

“Art. 43.....”

§ 6-A Para unidade consumidora com geração distribuída e faturamento pelo grupo A, caso o $MUSD_{ERD}$ para fins de geração supere o $MUSD$ total contratado para fins de consumo, deve-se acrescentar ao ERD calculado no § 5º deste artigo o ERD calculado para a parcela de geração, determinado pela seguinte equação:

$$ERD_g = (MUSD_{g_{ERD}} - MUSD) \times 12 \times TUSDFioB_g \times (1 - \alpha) \cdot \frac{1}{FRC}$$

onde:

ERDg = encargo de responsabilidade da distribuidora referente ao $MUSDg_{ERD}$;

$MUSDg_{ERD}$ = montante de uso do sistema de distribuição a ser atendido ou acrescido para o cálculo do ERDg, em quilowatt (kW), referente à parcela de geração;

MUSD = montante de uso do sistema de distribuição contratado para atendimento da carga instalada;

TUSD Fio Bg = a parcela da TUSD aplicável a geradores conforme nível de tensão, composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos de propriedade da própria distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW).

α e FRC são definidos no §5º deste artigo.”

alterações: Art. 3º A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, passa a vigorar com as seguintes

“Art. 2º

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

.....

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa ou condomínio voluntário, composta por pessoas físicas ou jurídicas, que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que receberão excedentes de energia;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que receberão excedentes de energia;

IX – energia injetada: montante de energia ativa fornecida ao sistema de distribuição por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

X – excedente de energia: diferença positiva entre a energia injetada e a consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas

unidades consumidoras, em que o excedente de energia pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição, à critério do consumidor;

XI – crédito de energia: excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi gerado, sendo alocado para os ciclos de faturamento subsequentes.”

“Art. 4º As unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída devem celebrar, além dos contratos para fins de acesso na qualidade de unidade consumidora estabelecidos na regulamentação vigente, Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§1º A potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

.....

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a totalidade da potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento, e, no caso de não haver pedido de aumento dessa potência disponibilizada, a unidade consumidora pode permanecer no grupo tarifário ao qual pertencia antes de possuir geração, não se aplicando o disposto no §4º-A deste artigo.

§4º-A A minigeração distribuída deve ser conectada à rede por meio de unidade consumidora do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, não cabendo a opção por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B.

§4º-B Para unidades consumidoras com minigeração distribuída, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD deve contemplar os valores de MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição contratados para cada posto tarifário referentes à unidade consumidora conforme opção da modalidade tarifária e o valor de MUSD contratado referente à central geradora, seguindo a regra de faturamento de demanda da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, em que:

I – Os valores de MUSD contratados para a unidade consumidora devem seguir as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

II – O MUSD contratado para a central geradora deve ser determinado pelo valor declarado de sua máxima potência injetável no sistema, a qual deve ter valor igual, no mínimo, à potência instalada subtraída a mínima carga própria.

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência instalada de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, deve-se observar os

procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST

§5º-A Para os casos de que trata o §5º, aplicam-se os maiores prazos dentre os estabelecidos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, incluindo eventual execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414/2010, sendo vedada a acumulação de prazos dos dois regulamentos.

§6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes.

§7º Os contratos firmados entre o consumidor e a distribuidora para fins de acesso devem ser celebrados com a pessoa física ou jurídica indicada como titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração na ocasião da Solicitação de Acesso.”

“Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou em caso de aumento da potência instalada, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico.

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora.

.....”

“Art. 6º.....

.....

§1º (Revogado)

.....”

“Art. 7º A cada ciclo de faturamento, para cada posto tarifário, a distribuidora deve apurar o montante de energia ativa consumido e o montante de energia ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

I – (Revogado)

II – (Revogado)

III – (Revogado)

IV – (Revogado)

V – (Revogado)

VI – (Revogado)

VII – (Revogado)

VIII – (Revogado)

IX – (Revogado)

X – (Revogado)

XI – (Revogado)

XII – (Revogado)

XIII – (Revogado)

§1º O excedente de energia de um posto tarifário deve ser inicialmente alocado para outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que gerou a energia e, posteriormente, para uma ou mais das opções a seguir:

I – mesma unidade consumidora que injetou a energia, para serem utilizados em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia;

II – outras unidades consumidoras do mesmo titular atendidas pela mesma distribuidora;

III – outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento de múltiplas unidades que injetou a energia; ou

IV – unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma distribuidora.

§2º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia conforme as disposições deste artigo, estabelecendo o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento.

§3º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída pode solicitar alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia de que trata o §2º junto à distribuidora, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes.

§4º No caso de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, os excedentes de energia somente podem ser alocados para as unidades consumidoras que fazem parte do referido empreendimento.

§5º Os excedentes de energia provenientes de geração compartilhada somente podem ser alocados para as unidades consumidoras de titularidade dos integrantes do empreendimento atendidos pela mesma distribuidora.

§6º O excedente de energia e o crédito de energia alocados para determinada unidade consumidora não podem ser posteriormente realocados para outra unidade.”

“Art. 7º-A No faturamento das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação, a cada posto tarifário, a TE Energia, definida pelo Submódulo 7.1 do PRORET, incide somente sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia.

§1º Sempre que o excedente de energia ou crédito de energia forem utilizados em postos tarifários distintos do que foram gerados, deve-se observar a relação entre as componentes TE Energia do posto em que a energia foi gerada e a do posto em que foi alocada, aplicáveis à unidade consumidora que os recebeu.

§2º Para unidade consumidora com microgeração ou minigeração faturada na modalidade convencional, os excedentes de energia por ela gerados devem ser considerados como sendo do período fora de ponta caso sejam utilizados em unidade consumidora faturada em modalidades tarifárias horárias.

§3º As demais componentes tarifárias definidas no Submódulo 7.1 do PRORET incidem sobre toda a energia consumida, observando eventuais descontos aos quais a unidade consumidora tiver direito.

§4º Das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, deve-se cobrar, no mínimo, os valores mínimos faturáveis estabelecidos na regulamentação vigente.

§5º Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, conforme estabelecido no Módulo 5 do PRODIST.”

“Art. 7º-B Os créditos de energia expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

Parágrafo único. Eventuais créditos de energia existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser mantidos em nome do titular pelo prazo estabelecido no caput, exceto se houver outra unidade consumidora sob mesma titularidade atendida pela mesma distribuidora, sendo permitida, nesse caso, a realocação dos créditos de energia restantes.”

“Art 7º-C As bandeiras tarifárias incidem sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia, desconsiderando eventuais relações entre postos tarifários citadas no §1º do art. 7º-A.”

“CAPÍTULO III-A

DO PERÍODO DE TRANSIÇÃO”

“Art. 7º-D Até 31 de dezembro de 2030, não se aplicam as disposições do §4º-B do art. 4º e do §3º do art. 7º-A para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída conectadas até a data de publicação desta Resolução.

§1º O faturamento das unidades consumidoras citadas no caput, deve observar as seguintes regras:

I – além da TE Energia, as demais componentes tarifárias definidas no Submódulo 7.1 do PRORET incidem sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia; e

II – no caso de unidades consumidoras do Grupo A, o MUSD deve ser, no mínimo, igual à potência instalada da geração, e ser faturado conforme as disposições da Resolução Normativa nº 414/2010, incidindo as tarifas aplicáveis a unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º As disposições deste artigo também se aplicam aos empreendimentos que tenham protocolado, até a data de publicação desta Resolução, solicitação de acesso contendo todos os documentos listados na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:

I – aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

II – troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração;

III – encerramento da relação contratual com a distribuidora; ou

IV – comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor.

§4º Noventa dias antes do vencimento do prazo estabelecido no caput, a distribuidora deve informar às unidades consumidoras abrangidas por este artigo acerca do fim da aplicação das regras de que trata este artigo, inclusive sobre a necessidade de estabelecimento dos valores de MUSD tratados no §4º-B do art. 4º.

§5º Caso as disposições deste artigo deixem de ser aplicáveis sem que a unidade consumidora tenha estabelecido os MUSD tratados no §4º-B do art. 4º, adotar-se-á, como MUSD referentes à unidade consumidora e à central geradora, o maior valor de demanda solicitada e de potência injetada pela unidade consumidora nos 12 (doze) ciclos de faturamentos anteriores até que o consumidor apresente os MUSD a serem contratados.”

“Art. 7º-E Além da TE Energia, as componentes tarifárias TE Encargos, TUSD Perdas e TUSD Encargos, definidas no Submódulo 7.1 do PRORET, incidem somente sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia quando o seu uso se der na mesma unidade consumidora que injetou a energia ou em unidade consumidora localizada no empreendimento de múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia.

Parágrafo único. As disposições do caput são válidas até 31 de dezembro de 2030 ou até o processo tarifário anual subsequente à superação dos montantes de potência estabelecidos no Anexo desta Resolução, o que ocorrer primeiro.”

“Art. 7º-F Os montantes de potência estabelecidos no Anexo referem-se à soma das potências instaladas de microgeração e minigeração distribuídas implantadas em unidades consumidoras que fazem uso da energia injetada na mesma unidade consumidora que a injetou ou em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras.

§1º As informações sobre a potência instalada de microgeração ou minigeração distribuída registradas na ANEEL e os respectivos valores por área de distribuição serão divulgadas no site da Agência.

§2º A ANEEL publicará ato administrativo para informar a superação dos valores de potência instalada estabelecidos no Anexo por área de concessão ou permissão.”

“CAPÍTULO III-B

DAS INFORMAÇÕES AO CONSUMIDOR”

“Art. 7º-G Adicionalmente às informações definidas no Módulo 11 do PRODIST e na Resolução Normativa nº 414, de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento:

- a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;*
- b) o saldo anterior de créditos de energia em kWh;*
- c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;*
- d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;*
- e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 13 ciclos de faturamento;*

f) o total de excedentes de energia e créditos de energia utilizados no ciclo de faturamento, discriminando as unidades consumidoras em que foram utilizados;

g) o total de créditos de energia expirados no ciclo de faturamento;

h) o saldo atualizado de créditos de energia; e

i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos de energia a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá.

§1º As informações elencadas no caput podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do caput;

§2º Para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de excedentes de energia e de créditos de energia utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver.”

.....
 “Art. 8º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração ou minigeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST.

§1º (Revogado)

§2º (Revogado)”

“Art. 9º (Revogado)”

.....
 “Art. 12.....

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, a energia ativa injetada no respectivo período não poderá ser utilizada no sistema de compensação de energia elétrica.”

.....
 “Art. 15 A Análise de Resultado Regulatório desta Resolução será realizada até 31 de dezembro de 2026.”

Art. 4º Incluir o Anexo na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, com a seguinte redação:

“ANEXO

Distribuidora	Potência do Art. 7º-F (MW)
AmE	82,10
Boa Vista	15,54
Castro-DIS	0,56
CEA	16,32
Ceal	47,64
CEB-DIS	96,07
Cedrap	0,61
Cedri	0,33
CEEE-D	118,75
Cegero	1,95
Cejama	0,55
Celesc-DIS	308,96
Celpa	127,02
Celpe	186,91
Cemar	99,10
Cemig-D	483,71
Cemirim	0,65
Cepisa	54,93
Ceprag	0,79
Ceraça	1,37
Ceral Anitápolis	0,17
Ceral Araruama	0,26
Ceral DIS	0,43
Cerbranorte	2,20
Cerci	0,63
Cercos	0,17
Cerej	0,71
Ceres	0,30
Cerfox	0,83
Cergal	1,22
Cergapa	0,51
Cergal	0,44
Ceriluz	2,17
Cerim	0,66
Ceripa	2,31
Ceris	0,26
CERMC	0,37

Distribuidora	Potência do Art. 7º-F (MW)
Cermissões	1,90
Cermoful	1,88
Cernhe	0,26
Ceron	51,67
Cerpalo	0,86
Cerpro	0,81
CERRP	1,05
Cersad	0,11
Cersul	2,18
Certaja	1,80
Certel	6,70
Certhil	0,91
Certrel	0,68
Cervam	0,31
Cetril	1,31
Chesp	2,03
Cocel	5,19
Codesam	0,63
Coelba	290,32
Coopera	4,82
Cooperaliança	3,57
Coopercocal	1,56
Cooperluz	1,02
Coopermila	0,30
Coopernorte	0,12
Coopersul	0,16
Cooperzem	0,58
Coorsel	0,86
Copel-DIS	408,33
Coprel	6,61
Cosern	78,93
CPFL Paulista	407,41
CPFL Piratininga	173,39
CPFL Santa Cruz (Jaguari)	43,07
Creluz-D	1,60
Creral	1,01
Demei	2,20

Distribuidora	Potência do Art. 7º-F (MW)
DMED	7,68
EBO	10,86
EDP ES	113,98
EDP SP	161,95
EFLJC	0,29
Eflul	1,62
Elektro	218,16
Eletroacre	17,40
Eletrocar	3,01
ELFSM	9,23
EMG	23,05
EMS	81,44
EMT	139,22
Enel CE	173,17
Enel GO	200,91
Enel RJ	156,91
Enel SP	614,90
ENF	5,34
EPB	61,65
ESE	41,15
ESS (Caiua)	65,10
ETO	37,17
Forcel	1,11
Hidropan	1,98
Ienergia	4,46
Light	327,20
MuxEnergia	1,20
RGE	251,97
Sulgipe	4,86
Uhenpal	1,20

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO

Alterações no Módulo 3 do PRODIST.

Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição

Itens excluídos:

Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída
--

Item	Texto Excluído
5.5	Nos casos em que for necessária a execução de obras para o atendimento da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, o prazo de vistoria começa a ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente ao da conclusão da obra, conforme cronograma informado pela distribuidora, ou do recebimento, pela distribuidora, da obra executada pelo interessado.
7	Sistema de Medição
7.1	O sistema de medição deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da microgeração ou minigeração distribuída, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa.
7.1.1	Para conexão de microgeração ou minigeração distribuída em unidade consumidora existente sem necessidade de aumento da potência disponibilizada, a distribuidora não pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora em função da substituição do sistema de medição existente, exceto se: <ul style="list-style-type: none"> a) for constatado descumprimento das normas e padrões técnicos vigentes à época da sua primeira ligação ou b) houver inviabilidade técnica devidamente comprovada para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente.
7.1.2	A medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada, caso: <ul style="list-style-type: none"> a) seja a alternativa de menor custo ou b) seja solicitado pelo titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.
7.2	A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.
7.3	No caso de conexão de minigeração distribuída, o acessante é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação do sistema de medição, nos termos da regulamentação específica.
7.4	A acessada deve adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão.

Itens alterados:

Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída

Texto Anterior	Texto Novo
1.1 Descrever os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição.	1.1 Descrever os procedimentos para acesso e faturamento pelo uso da rede de micro e minigeração distribuída participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
2.4.4 A solicitação de acesso deve conter o Formulário de Solicitação de Acesso para microgeração e minigeração distribuída constante nos Anexos II, III e IV desta Seção, conforme potência instalada da geração, acompanhado dos documentos pertinentes a cada caso, não cabendo à distribuidora solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos Formulários.	2.4.4 A solicitação de acesso deve conter o Formulário de Solicitação de Acesso para microgeração e minigeração distribuída constante nos Anexos II, III e IV desta Seção, conforme potência instalada da geração, o formulário com as informações sobre a central geradora, disponível no site da ANEEL, conforme o tipo de geração, acompanhados dos documentos pertinentes a cada caso, não cabendo à distribuidora solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos Formulários, com exceção dos estudos apontados no item 3.2.3 desta Seção, caso sejam necessários.
2.4.5 Caso a documentação estabelecida no item 2.4.4 esteja incompleta, a distribuidora deve, imediatamente, recusar o pedido de acesso e notificar o acessante sobre todas informações pendentes, devendo o acessante realizar uma nova solicitação de acesso após a regularização das pendências identificadas.	2.4.5 A distribuidora deve conferir os documentos apresentados com a relação descrita nos Anexos II, III e IV desta Seção, conforme o caso, e recusar o pedido de acesso se faltar algum documento.
2.5.3 b) na hipótese de alguma informação de responsabilidade do acessante estar ausente ou em desacordo com as exigências da regulamentação, a distribuidora acessada deve notificar o acessante, formalmente e de uma única vez, sobre todas as pendências a serem solucionadas, devendo o acessante garantir o recebimento das informações pendentes pela distribuidora acessada em até 15 (quinze) dias, contados a partir da data de recebimento da notificação formal, sendo facultado prazo distinto acordado entre as partes;	2.5.3 b) na hipótese de alguma informação de responsabilidade do acessante estar em desacordo com as exigências da regulamentação, a distribuidora acessada deve notificar o acessante, formalmente e de uma única vez, sobre todas as pendências a serem solucionadas, devendo o acessante garantir o recebimento das informações pendentes pela distribuidora acessada em até 15 (quinze) dias, contados a partir da data de recebimento da notificação formal, sendo facultado prazo distinto acordado entre as partes;
2.5.3 c) na hipótese de a deficiência das informações referenciada no item (b) ser	2.5.3 d) na hipótese de a ausência das informações referenciadas nos itens (b) e (c) ser pendência

pendência impeditiva para a continuidade do processo, o prazo estabelecido no item (a) deve ser suspenso a partir da data de recebimento da notificação formal pelo acessante, devendo ser retomado a partir da data de recebimento das informações pela distribuidora acessada.	impeditiva para a continuidade do processo, o prazo estabelecido no item (a) pode ser suspenso, a critério da distribuidora acessada, a partir da data de recebimento da notificação formal a que se referem os itens (b) e (c), devendo ser retomado a partir da data de recebimento das informações pela distribuidora acessada;
2.5.4 O acessante deve solicitar vistoria à distribuidora acessada em até 120 (cento e vinte) dias após a emissão do parecer de acesso.	2.5.4 O acessante deve solicitar vistoria à distribuidora acessada em até 120 (cento e vinte) dias após a emissão do parecer de acesso, quando este não indicar necessidade de obras.
2.5.5 A inobservância do prazo estabelecido no item 2.5.4 implica a perda das condições de conexão estabelecidas no parecer de acesso, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes.	2.5.4.1 A inobservância do prazo estabelecido no item 2.5.4 implica em perda das condições de conexão estabelecidas no parecer de acesso, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes.
TABELA 1 Notas (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção.	TABELA 1 Notas (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção.
4.3.1 Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção.	4.3.1 Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, considerando as características técnicas do sistema elétrico brasileiro, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção.
4.4 Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os quais devem estar instalados em locais apropriados de fácil acesso, as proteções relacionadas na Tabela 1 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída.	4.4 Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os quais devem estar instalados em locais apropriados e que permitam o acesso pelas distribuidoras, as proteções relacionadas na Tabela 1 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída.
6.2 Para a elaboração do Acordo Operativo ou do Relacionamento Operacional, deve-se fazer	6.2 Para a elaboração do CUSD e Acordo Operativo ou do Relacionamento Operacional, deve-se fazer

<p>referência ao Contrato de Adesão (ou número da unidade consumidora), Contrato de Fornecimento ou Contrato de Compra de Energia Regulada para a unidade consumidora associada à central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída e participante do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora local, nos termos da regulamentação específica.</p>	<p>referência ao Contrato de Adesão (ou número da unidade consumidora) ou Contrato de Compra de Energia Regulada para a unidade consumidora associada à central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída e participante do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora local, nos termos da regulamentação específica.</p>
<p>8.2 Dispensa-se a assinatura dos contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos da regulamentação específica, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração, nos termos do Anexo I desta Seção, ou a celebração do Acordo Operativo para minigeração, nos termos do Anexo I da Seção 3.5.</p>	<p>7.2.1 Dispensa-se a assinatura dos contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos da regulamentação específica, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional, nos termos do Anexo I desta Seção.</p> <p>E 7.3.1 Dispensa-se a assinatura dos contratos de uso e de conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos da regulamentação específica, sendo suficiente a celebração do CUSD na qualidade de unidade consumidora e do Acordo Operativo, nos termos do Anexo I da Seção 3.5.</p>
<p>8.2.1 O Acordo Operativo deverá ser assinado até a data de aprovação do ponto de conexão, enquanto o Relacionamento Operacional deverá ser encaminhado pela distribuidora ao acessante em anexo ao Parecer de Acesso.</p>	<p>7.2.2 O Relacionamento Operacional deverá ser encaminhado pela distribuidora ao acessante em anexo ao Parecer de Acesso.</p> <p>E 7.3.2 O CUSD e o Acordo Operativo deverão ser assinados até a data de aprovação do ponto de conexão.</p>
<p>8.2.2 Caso sejam necessárias melhorias ou reforços na rede para conexão da microgeração ou minigeração distribuída, a execução da obra pela distribuidora deve ser precedida da assinatura de contrato específico com o interessado, no qual devem estar discriminados as etapas e o prazo de implementação das obras, as condições de pagamento da participação financeira do consumidor, além de outras condições vinculadas ao atendimento.</p>	<p>7.4 Caso sejam necessárias melhorias ou reforços na rede para conexão da microgeração ou minigeração distribuída, a execução da obra pela distribuidora deve ser precedida da assinatura de contrato específico com o interessado, no qual devem estar discriminados as etapas e o prazo de implementação das obras, as condições de pagamento da participação financeira do consumidor, além de outras condições vinculadas ao atendimento.</p>
<p>8.3 A unidade consumidora que aderir ao sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora deve ser faturada conforme regulamentação específica para micro e minigeração distribuída e observada as Condições Gerais de Fornecimento, não se aplicando as regras de faturamento de centrais geradoras estabelecidas em regulamentos específicos</p>	<p>7.2.3 A unidade consumidora que aderir ao sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora deve ser faturada conforme regulamentação específica para microgeração distribuída e observada as Condições Gerais de Fornecimento, não se aplicando as regras de faturamento de centrais geradoras estabelecidas em regulamentos específicos.</p>

TABELA 2 – ETAPAS DO PROCESSO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO				TABELA 2 – ETAPAS DO PROCESSO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO																																	
ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO	ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO																														
1	Solicitação de acesso	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-	1	Solicitação de acesso	(b) Recebimento da solicitação de acesso e conferência dos documentos enviados.	Distribuidora	5 dias																												
2	Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	-----	2	Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	-----																												
3	Implantação da conexão	Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)	3	Implantação da conexão	Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a) ou até 60 (sessenta) dias após ação 2(b)																												
5	Contratos	Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)	5	Contratos	Acordo Operativo e CUSD ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo e CUSD até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)																												
<p>ANEXO I, item 4 Conforme Contrato de Fornecimento, Contrato de Uso do Sistema de Distribuição ou Contrato de Adesão disciplinado pela Resolução nº 414/2010.</p>				<p>ANEXO I, item 4 Conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição ou Contrato de Adesão disciplinado pela Resolução nº 414/2010.</p>																																	
<p>ANEXO II – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW</p>				<p>ANEXO II – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW</p>																																	
<p>1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC</p> <table border="1"> <tr> <td>Código da UC:</td> <td>Classe:</td> </tr> <tr> <td>Titular da UC:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rua/Av.:</td> <td>Nº: CEP:</td> </tr> <tr> <td>Bairro:</td> <td>Cidade:</td> </tr> <tr> <td>E-mail:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Telefone: ()</td> <td>Celular: ()</td> </tr> <tr> <td>CNPJ/CPF:</td> <td></td> </tr> </table>				Código da UC:	Classe:	Titular da UC:		Rua/Av.:	Nº: CEP:	Bairro:	Cidade:	E-mail:		Telefone: ()	Celular: ()	CNPJ/CPF:		<p>1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC</p> <table border="1"> <tr> <td>Código da UC:</td> <td>Classe:</td> </tr> <tr> <td>Titular da UC:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rua/Av.:</td> <td>Nº: CEP:</td> </tr> <tr> <td>Bairro:</td> <td>Cidade:</td> </tr> <tr> <td>Coordenadas geográficas:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>E-mail:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Telefone: ()</td> <td>Celular: ()</td> </tr> <tr> <td>CNPJ/CPF:</td> <td></td> </tr> </table>				Código da UC:	Classe:	Titular da UC:		Rua/Av.:	Nº: CEP:	Bairro:	Cidade:	Coordenadas geográficas:		E-mail:		Telefone: ()	Celular: ()	CNPJ/CPF:	
Código da UC:	Classe:																																				
Titular da UC:																																					
Rua/Av.:	Nº: CEP:																																				
Bairro:	Cidade:																																				
E-mail:																																					
Telefone: ()	Celular: ()																																				
CNPJ/CPF:																																					
Código da UC:	Classe:																																				
Titular da UC:																																					
Rua/Av.:	Nº: CEP:																																				
Bairro:	Cidade:																																				
Coordenadas geográficas:																																					
E-mail:																																					
Telefone: ()	Celular: ()																																				
CNPJ/CPF:																																					
<p>4 - Documentação a Ser Anexada</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração 2 Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. 3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. 				<p>4 - Documentação a Ser Anexada</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Anotação ou registro de responsabilidade técnica pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração, emitido pelo conselho de classe competente 2 Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. 																																	

- 4 Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
- 6 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
- 7 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
- 4 Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL, a depender do tipo da fonte.
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
- 6 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
- 7 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

ANEXO III – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		

4 - Documentação a Ser Anexada

- 1 ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração
- 2 Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo
- 3 Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção.
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
- 5 Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
- 7 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
- 8 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

ANEXO III – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
Coordenadas geográficas:		
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		

4 - Documentação a Ser Anexada

- 1 Anotação ou registro de responsabilidade técnica pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração, emitido pelo conselho de classe competente
- 2 Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo
- 3 Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção.
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
- 5 Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL, a depender do tipo da fonte.
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
- 7 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
- 8 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

ANEXO IV – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC			
Código da UC:	Grupo B	Grupo A	Classe:
Titular da UC:			
Rua/Av.:	Nº:	CEP:	
Bairro:	Cidade:		
E-mail:			
Telefone: ()	Celular: ()		
CNPJ/CPF:			

ANEXO IV – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo A	Classe:
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
Coordenadas geográficas:		
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		

4 - Documentação a Ser Anexada	4 - Documentação a Ser Anexada
1 ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração 2 Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo 3 Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão 4 Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção. 5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. 6 Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg 7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 8 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) 9 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	1 Anotação ou registro de responsabilidade técnica pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração, emitido pelo conselho de classe competente 2 Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo 3 Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão 4 Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção. 5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. 6 Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL, a depender do tipo da fonte. 7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 8 Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) 9 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

Itens incluídos:

Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída

Item	Texto Incluído
2.4.4.1	Para sistemas de microgeração ou minigeração a partir de fontes hídricas, o consumidor deve informar, adicionalmente, os dados exigidos pela Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, de Segurança de Barragens, e pela Resolução Normativa nº 696, de 15 de dezembro de 2015, conforme procedimento descrito no site da ANEEL.
2.4.4.2	A ausência dos dados citados no item 2.4.4.1 impede a participação do consumidor no Sistema de Compensação de Energia.
2.4.5-A	A distribuidora deve notificar o acessante, em até 5 (cinco) dias após o recebimento da solicitação de acesso, sobre todas informações pendentes, podendo o acessante realizar uma nova solicitação de acesso após a regularização das pendências identificadas.
2.5.1 g)	o modelo de CUSD para unidade consumidora com minigeração;
2.5.3 c)	na hipótese de ser necessário solicitar parecer técnico ao ONS ou a outras distribuidoras, a distribuidora acessada deve realizar notificação formal, devendo o ONS ou as distribuidoras notificadas apresentarem o parecer técnico à distribuidora acessada em até 30 (trinta) dias, contados a partir da data de recebimento da notificação formal;
2.5.5	Quando o parecer de acesso indicar necessidade de obras, o acessante deve solicitar vistoria à distribuidora acessada em até 60 (sessenta) dias após o término das obras.
7.2	Unidades consumidoras com microgeração distribuída.
7.3	Unidades consumidoras com minigeração distribuída.
7.3.3	Além das disposições contratuais mínimas, no CUSD devem ser especificados:

	<p>a) Os valores de MUSD contratados para cada posto tarifário referentes à unidade consumidora, conforme os procedimentos das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica; e</p> <p>b) O valor de MUSD contratado referente à central de minigeração, determinado pelo valor declarado de sua máxima potência injetável no sistema, a qual deve ter valor igual, no mínimo, à potência instalada subtraída a mínima carga própria.</p>
7.3.4	O faturamento mensal do consumidor deve contemplar, cumulativamente, parcela associada à unidade consumidora e parcela associada à central de minigeração.
7.3.5	Parcela do faturamento mensal associada à unidade consumidora.
7.3.5.1	O faturamento desta parcela deve ser realizado com base nos valores de MUSD associados à unidade consumidora e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) aplicáveis a unidades consumidoras do mesmo grupo tarifário, conforme os procedimentos das Condições Gerais de Fornecimento.
7.3.5.2	Caso o consumidor seja classificado como Rural e reconhecido como Sazonal, nos termos das normas pertinentes, o MUSD associado à unidade consumidora para efeitos de faturamento deve seguir o disposto nas Condições Gerais de Fornecimento.
7.3.5.3	O faturamento desta parcela deve considerar os descontos e benefícios aos quais a unidade consumidora fizer jus.
7.3.5.4	O faturamento da ultrapassagem por posto horário deve observar a regulamentação específica para unidades consumidoras, tendo como base os valores de MUSD contratados para os horários de ponta e fora de ponta.
7.3.6	Parcela do faturamento mensal associada à central geradora.
7.3.6.1	O faturamento da central de minigeração deve ser realizado observando-se a diferença positiva entre o MUSD contratado referente à central de minigeração constante do CUSD e o maior MUSD, entre os horários de ponta e fora de ponta, utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora, incidindo, sobre essa diferença, a TUSD aplicável a geradores conectados no mesmo nível de tensão.
7.3.6.2	Caso o maior MUSD utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que o MUSD contratado referente à central de minigeração, a parcela de faturamento associada à central de minigeração deve ser nula.
7.3.6.3	O faturamento da ultrapassagem deve observar a regulamentação específica para centrais geradoras, tendo como base o valor de MUSD contratado referente à central de minigeração constante do CUSD.
7.5	A distribuidora deve iniciar a execução das obras dentro do prazo pactuado no contrato de que trata o item 8.4.