

Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL

Em 21 de outubro de 2022.

Processo nº: **48500.004390/2022-04.**

**Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a regulação econômica da Lei n. 14.300/2022.**

## I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar proposta, a ser submetida à Consulta Pública, de regulação dos aspectos econômicos estabelecidos na Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022.
2. O assunto tem relação com a Atividade n. 5 (DIS 21-01) da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2022-2023: “Aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012, que trata de micro e minigeração distribuída”.

## II. DOS FATOS

3. A Resolução Normativa – REN n. 482, de 17 de abril de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), aplicável às 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.
4. Em atendimento ao disposto no seu art. 15<sup>1</sup>, a REN n. 482 encontra-se em processo de revisão, tendo sido realizada a Consulta Pública n. 25/2019, e as Audiências Públicas n. 1/2019 e n. 40/2019. Os documentos associados a este processo podem ser consultados no site da ANEEL (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>).
5. Em 28 de dezembro de 2020, foi publicada a Resolução n. 15/2020 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabelecendo as diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas para microgeração e minigeração distribuída no país.
6. Em 2022 foi publicada a Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a qual instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), além de outras providências.

<sup>1</sup> Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 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 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

7. Em 14 de junho de 2022, no âmbito do processo administrativo n. 48500.004924/2010-51<sup>2</sup>, o mesmo da CP n. 25/2019, foi editada a Nota Técnica nº 41/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, que apresentou proposta, para ser submetida em Consulta Pública, referente à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, REN n. 482/2012, n. 1.000/2021, Seção 3.1 do Módulo 3 do PRODIST<sup>3</sup>, observando as disposições estabelecidas na Lei n. 14.300 de 2022, e no Art. 1º da Lei n. 14.120, de 1º de março de 2021.

### III. DA ANÁLISE

8. A Lei n. 14.300/2022 trouxe diversos comandos sobre microgeradores, minigeradores distribuídos, e sobre o SCEE.

9. A Nota Técnica nº 41/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL tratou dos aspectos técnicos e de faturamento associados ao SCEE, de modo a abarcar os novos comandos legais no âmbito do processo já em curso de revisão dos regulamentos vigentes. As propostas nela contidas trataram das questões imediatas trazidas pela Lei n. 14.300/2022. Conforme destacado na Nota Técnica, existem outros aspectos de natureza econômica cujos efeitos serão observados a partir de 12 meses da data de publicação da Lei.

10. A Lei n. 14.300/2022 define o SCEE como uma forma de incentivo às fontes renováveis, se materializando em um benefício tarifário temporário fundamentado nos incisos VI e VII do caput do Art. 13 da Lei n. 10.438/2002.

11. Dessa forma, estabelece regras a serem observadas no faturamento tanto da parcela geração (injeção) como da parcela carga (consumo) dos participantes do sistema de compensação.

12. Como nos demais benefícios tarifários, a Lei define a fonte do recurso que irá custear o benefício do SCEE. Assim, os acessantes percebem o direito de pagar menos, e, na mesma medida, as distribuidoras têm direito a receber tais valores não pagos pelos acessantes.

13. Assim, esta Nota Técnica limita-se a tratar da regulação dos aspectos econômicos trazidos pela referida Lei, em especial os referentes às novas obrigações assumidas pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e o abatimento nos processos tarifários das novas regras de faturamento dos participantes do sistema de compensação.

14. Estes temas não eram tratados no âmbito do corrente processo de revisão da REN 482/2012, uma vez que se associam a novas questões trazidas pela Lei, sendo portanto tramitada sua regulação em um processo específico. A mesma condução foi realizada para os temas da sobrecontratação e venda de excedentes, Arts. 21 e 24 da Lei n. 14.300/2022, no processo específico da Consulta Pública n. 31/2022. Para sua melhor instrução e a efetiva participação da sociedade na Consulta Pública, é fundamental o entendimento da delimitação do escopo dos temas tratados neste processo.

15. Contudo, sabe-se da estreita relação entre os 3 processos, podendo existir pontos de intersecção que indicam a necessidade de uma sinergia na aprovação final dos regulamentos. Ainda que as regras de faturamento sejam discutidas no âmbito de outro processo, elas impactam a formação da tarifa e seu reflexo nos processos tarifários, de custeio dos subsídios e de apuração do encargo setorial

<sup>2</sup> Consulta processual disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais\\_atendimento/processo-lettronico/consultaprocessual](https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-lettronico/consultaprocessual)

<sup>3</sup> PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional



Pág. 3 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

CDE.

### III.1. REGULAMENTAÇÃO DA NOVA RUBRICA DE CUSTO DA CDE

16. A Lei 14.300/22 estabelece, em seu artigo 25, que:

*“Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto nos incisos VI e VII do **caput** do Art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma do Art. 27 desta Lei, e o efeito decorrente do referido custeio pela CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado.*

*Parágrafo único. As componentes tarifárias serão custeadas na forma do **caput** deste artigo, a partir de 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, e serão parcialmente custeadas na forma das disposições transitórias desta Lei.”*

17. Pelo comando, a CDE passará a cobrir o benefício tarifário para os consumidores-geradores a partir de 12 meses após a data de publicação da Lei. Assim sendo, esta Nota Técnica será estruturada em 4 tópicos principais que trarão as novas necessidades de estruturação da CDE e os impactos nos processos tarifários:

1. Abrangência: quais consumidores-geradores terão o benefício tarifário custeado pela CDE;
2. Orçamento CDE: serão trazidos os tópicos sobre o orçamento da CDE, sendo eles:
  - Nova rubrica de custo: a CDE passa a cobrir o custo do benefício tarifário aos consumidores-geradores;
  - Previsão de gasto da CDE com o benefício tarifário: como será feita a previsão do benefício tarifário para os próximos 12 meses, a partir do benefício tarifário concedido apurado nos processos tarifários, a ser incorporado ao orçamento da CDE.
  - Definição da cota CDE GD: como o custo da CDE será repartido entre as distribuidoras;
  - Impacto no orçamento: impactos estimados do benefício tarifário do SCEE sobre o encargo de CDE;
3. Processo tarifário: como os processos tarifários serão afetados:
  - Cobertura econômica CDE GD: internalização da cota no processo tarifário;
  - Apuração do benefício tarifário concedido: serão estabelecidos os valores de benefícios e o mercado de energia compensada, sendo necessárias novas informações de mercado faturado a serem solicitadas às distribuidoras:
    - Novas informações fornecidas pelas distribuidoras: alterações no SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica;



Pág. 4 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

- Homologação dos valores de benefício concedidos pela distribuidora: formado pela previsão do benefício tarifário para os próximos 12 meses e o ajuste do realizado em relação à previsão anterior;
- Apuração da receita verificada da distribuidora: internalização do novo mercado de energia compensada na receita verificada e os impactos no processo tarifário;

#### 4. Estrutura tarifária:

- Componente tarifário: criação da TE-CDE GD aplicada aos consumidores;
- Construção das tarifas de aplicação ao mercado de energia compensada no SCEE;
- Adequação da Resolução Homologatória dos processos tarifários e demais informações a serem publicadas.

18. A Lei n. 14.300 dispôs sobre aspectos associados às novas obrigações da CDE, contudo, não incluiu mudanças ou inserções no texto-base do Art. 13 da Lei n. 10.438 de 2002, que institui a CDE e lista os usos e receitas deste fundo setorial.

19. Soma-se a este fato a ausência de regulamentação do tema por Decreto.

20. Assim, é necessária uma leitura congruente e complementar das duas Leis, trazendo o arcabouço legal existente na Lei n. 10.438/2002, e tratando os apontamentos, inovações e particularidades dispostas na nova Lei n. 14.300/2022.

21. Cabe ponderar sobre a densidade da Lei n. 14.300/2022, que aborda de forma detalhada diversas condições, trazendo particularidades e regras de transição com aplicações específicas quanto a beneficiados e prazos, o que traz um desafio na construção do arcabouço normativo. Tem-se assim um texto normativo complexo, de difícil entendimento. Associa-se ainda a demanda de uma quantidade maior de informações nos processos tarifários, a exigência de novos controles e procedimentos das distribuidoras, bem como a possibilidade de interpretações difusas dos ditames legais.

### III.1.1. ABRANGÊNCIA

22. Aqui se discorre sobre quais consumidores-geradores terão o benefício tarifário custeado pela CDE, de acordo com a Lei n. 14.300/22.

23. A Lei n. 14.300/22 criou três períodos de transição, com duas formas de faturamento. O Art. 26 trouxe a forma de faturamento e o prazo de transição para os consumidores existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses da data da publicação da Lei:

*“Art 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:*

*I - existentes na data de publicação desta Lei; ou*

*II - que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.*

*§ 1º O faturamento das unidades referidas neste artigo deve observar as seguintes regras:*



Pág. 5 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

*I – todas as componentes tarifárias definidas nas disposições regulamentares incidem apenas sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia elétrica injetada no referido mês com o eventual crédito de energia elétrica acumulado em ciclos de faturamento anteriores, observado o art. 16 desta Lei;*

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

*a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e*

*b) considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei.”*

24. O Art. 27 trouxe a forma de faturamento e os prazos da transição para os novos consumidores que: solicitarem acesso entre o 13º e o 18º mês após a publicação da Lei (prazo de transição até dez/2030) ou solicitarem acesso após 18 meses da publicação da Lei (prazo de transição até dez/2028).

*“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:*

*I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;*

*II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;*

*III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;*

*IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;*

*V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;*

*VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;*

*VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.*

*§ 1º Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:*

*I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;*

*II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;*

*III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e*

*IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.*



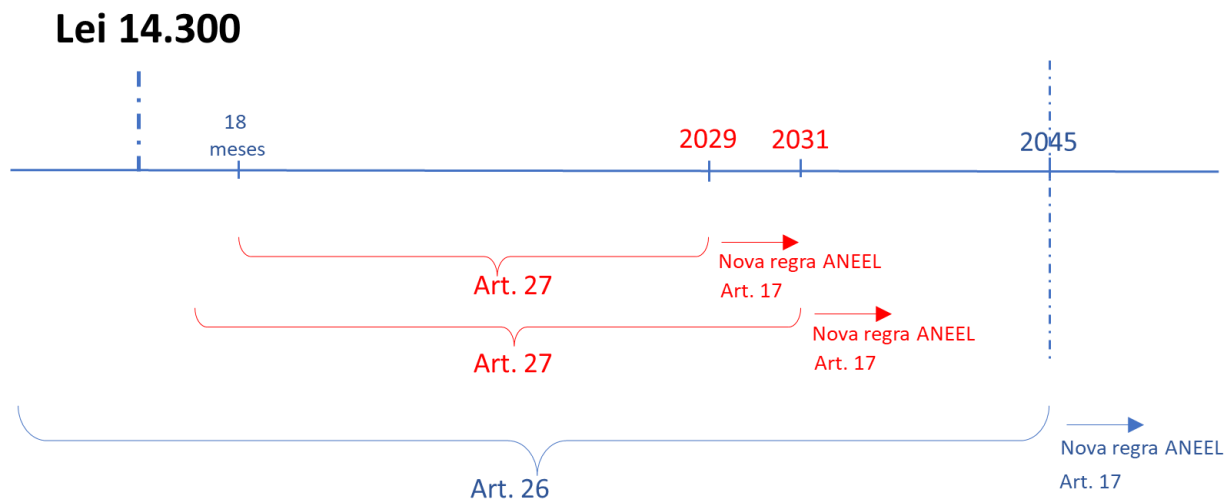
Pág. 6 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

*§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.*

25. Ao final dos três períodos de transição, de acordo com o Art. 17, será aplicada a regra tarifária estabelecida pela ANEEL:

*“Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.”*

26. A Figura abaixo esquematiza os períodos de transição e o faturamento para cada período:



**Figura 1: períodos de transição definidos na Lei n. 14.300/2022**

27. Ao criar estas transições com regras específicas de faturamento, a Lei n. 14.300 segrega os consumidores-geradores em existentes (até 12 meses após a publicação da Lei) e entrantes (após esse período). Os artigos 26 e 27 definem o faturamento desses dois grupos de consumidores-geradores, e o prazo de transição até a nova regra.

28. Definidas as formas de faturamento, passa-se a definir o que será custeado pela CDE.

29. O Art. 25 da Lei, transcrito anteriormente, trouxe que o custeio pela CDE será feito na forma do Art. 27, alcançando o benefício concedido para os consumidores entrantes a partir de 12 meses após a data de publicação da Lei.

30. Além dessa disposição do Art. 25, a Lei traz também o Art.22, que inclui no custeio pela CDE o benefício dado aos consumidores-geradores existentes das distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh/ano:

*“Art. 22. A partir de 12 (doze) meses após a publicação desta Lei, a CDE custeará as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh (setecentos gigawatts-hora) por ano.”*

31. Portanto, a Lei n. 14.300 estabelece que a CDE custeará os benefícios tarifários para os consumidores-geradores entrantes (que protocolarem solicitação de acesso após 7 de janeiro de 2023) e

Pág. 7 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

também para os existentes das distribuidoras com mercado anual inferior a 700 GWh, a partir de 12 meses da edição da Lei.

32. Deve-se destacar que o custeio pela CDE do benefício aos consumidores-geradores não representa um custo novo. As tarifas definidas até o momento já consideram esse custo de forma implícita (estão nas tarifas, mas não de uma forma de fácil visualização e mensuração) por meio da estrutura tarifária e da forma como são recuperadas as diversas componentes que compõem a receita da distribuidora. O impacto nas atuais tarifas se dá por causa da redução do mercado, que provoca uma transferência de custos entre consumidores. Os custos que deixam de ser pagos pelos consumidores-geradores são, parcialmente, transferidos para os demais consumidores. Essa transferência se dá pois vários custos regulatórios são fixos e não diminuem com a redução do mercado (a cota da CDE, por exemplo).

33. A SGT estima que entre 2018 e 2022 foram transferidos dos consumidores-geradores que participam do SCEE para os demais consumidores 6,2 bilhões de Reais. Tal montante é reflexo da redução de mercado e do modelo de compensação atual. Desse valor, 3,2 bilhões de Reais considerando apenas os processos tarifários de 2022, que se traduz em um efeito de aumento da tarifa residencial de 1,6%.

34. Além desta realocação de custos entre consumidores, a redução de mercado também causou uma perda de arrecadação de Parcela B das distribuidoras estimada em 4,4 bilhões de Reais entre 2018 e 2022 (2,3 bilhões somente em 2022).

35. O comando da Lei n. 14.300 deu transparência a parte dessa transferência de custos, qualificando-o como benefício tarifário, que será custeado pela CDE, de acordo com as regras de transição descritas anteriormente.

36. O benefício tarifário fica então limitado e caracterizado à parcela de consumo compensada no SCEE, bem como às componentes tarifárias (parte da tarifa) não associadas ao custo da energia e não recuperadas pelo faturamento do consumidor. A parcela de redução de mercado associado ao consumo simultâneo com a geração se reveste da natureza de risco de mercado (redução de mercado).

37. A partir de 2023, a forma de custeio desse benefício é que será diferenciada, se por meio da CDE ou por meio da estrutura tarifária, como é hoje. Ao custear o benefício somente dos consumidores-geradores entrantes e dos existentes das distribuidoras com mercado anual inferior a 700 GWh, entende-se, por silêncio da Lei, que o benefício aplicado aos existentes das demais distribuidoras continuará sendo recuperado da forma atual, ou seja, embutido na estrutura tarifária. Desta forma, perde-se em transparência à sociedade sobre o montante de benefício tarifário concedido. Esta condição também pode impactar a percepção de risco para a distribuidora em relação a recuperação de sua receita de Parcela B, uma vez que para os existentes ela irá assumir o risco até a sua próxima revisão tarifária periódica.

38. Apesar de um esforço crescente para que os subsídios tarifários sejam explicitados à sociedade (Art. 35 da Lei n. 9.074/1995, Art. 2º do Decreto n. 7.891/2013, Art. 24 do Decreto n. 9.022/2017), aumentando o controle e gestão do seu custeio, essa situação já ocorreu no passado na aplicação da Tarifa Social de Energia, onde parte do benefício era internalizado na estrutura e parte custeado pela CDE. Contudo, não é o desejável.

39. Todos os demais benefícios tarifários são transparentes e explícitos, apresentados nos processos tarifários, na definição do Orçamento da CDE, bem como em relatórios gerenciais.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

40. Entende-se que o ideal seria tratamento idêntico no caso do SCEE, com todo o custeio explícito, não apenas a menor parte dele, cujo efeito de impacto no orçamento da CDE e pressão nas tarifas terá crescimento gradual ao longo dos anos, induzindo a uma visão parcial deste benefício e seu impacto nas tarifas.

41. O diagrama a seguir busca ilustrar essa diferença de tratamento dos benefícios tarifários entre os novos/entrantes e existentes.





Pág. 9 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

### GERAÇÃO CLASSIFICADA COMO EXISTENTE DO SCEE EM D >700 GWh/ANO (ATÉ 2045)

CONSUMO		TRATAMENTO TARIFÁRIO	
Energia compensada	Internalizada na <b>Estrutura tarifária (Benefício Tarifário)</b>	Faturamento <b>Parcela B</b> (perda da distribuidora entre revisões /recuperada no faturamento de todos os consumidores a partir da revisão tarifária)	<b>Demais componentes tarifárias *</b> redistribuídas e recuperadas pelo faturamento de todos os consumidores
Consumo evitado (simultâneo com a geração na mesma UC)	Internalizada na Estrutura tarifária ( <b>Redução de Mercado</b> )	Faturamento <b>Parcela B</b> (perda da distribuidora entre revisões /recuperada no faturamento de todos os consumidores a partir da revisão tarifária)	<b>Demais componentes tarifárias *</b> redistribuídas e recuperadas pelo faturamento de todos os consumidores

*\*que não se relacionam ao custo de energia*

### GERAÇÃO CLASSIFICADA COMO EXISTENTE DO SCEE EM D <700 GWh/ANO (ATÉ 2045)

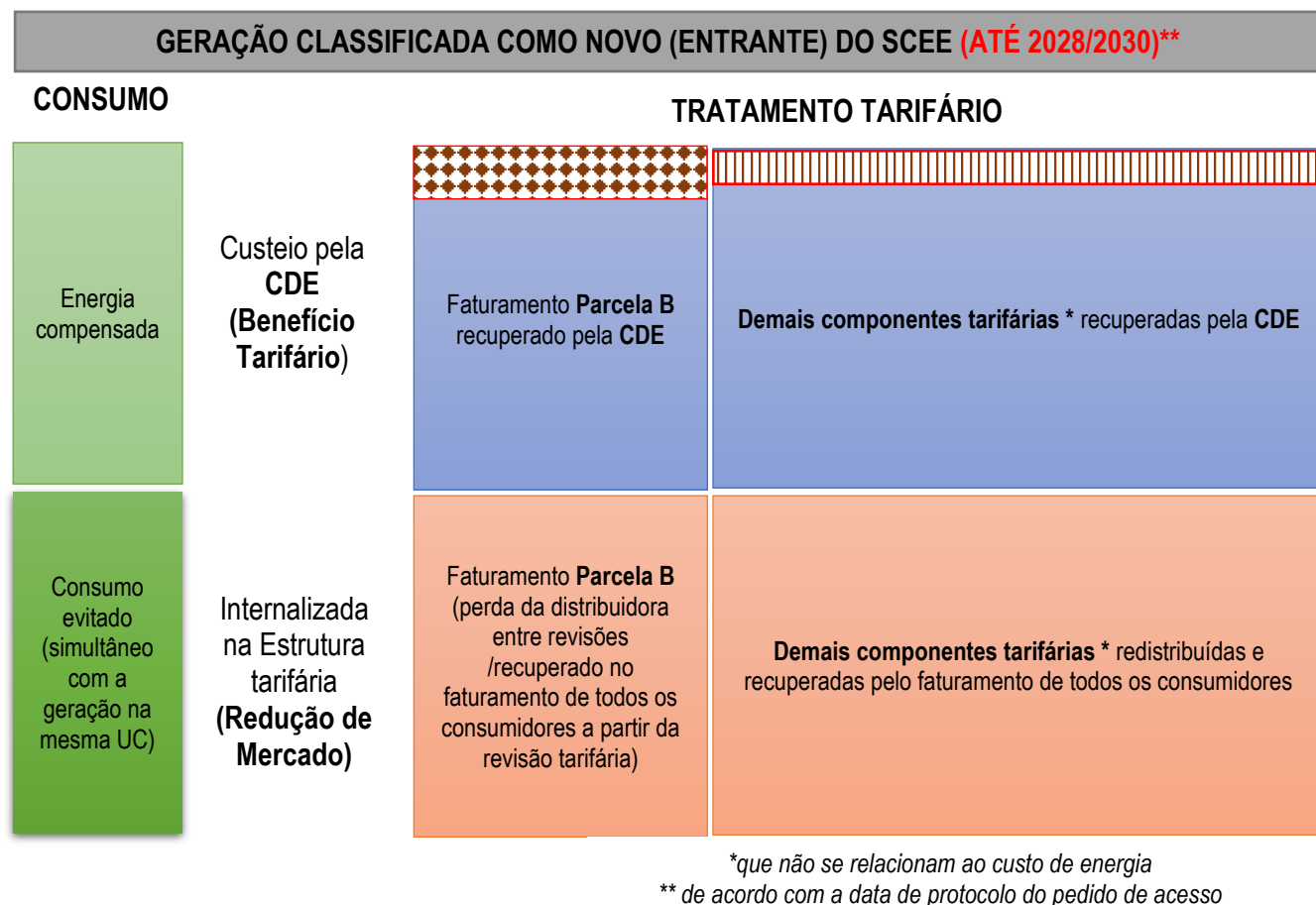
CONSUMO		TRATAMENTO TARIFÁRIO	
Energia compensada	Custeio pela <b>CDE (Benefício Tarifário)</b>	Faturamento <b>Parcela B</b> recuperado pela <b>CDE</b>	<b>Demais componentes tarifárias *</b> recuperadas pela <b>CDE</b>
Consumo evitado (simultâneo com a geração na mesma UC)	Internalizada na Estrutura tarifária ( <b>Redução de Mercado</b> )	Faturamento <b>Parcela B</b> (perda da distribuidora entre revisões /recuperado no faturamento de todos os consumidores a partir da revisão tarifária)	<b>Demais componentes tarifárias *</b> redistribuídas e recuperadas pelo faturamento de todos os consumidores


Documento assinado digitalmente.


Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 69C82EA7006C8CA0



Pág. 10 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.



 Consumidor começa a pagar uma fração da Parcela B, que aumenta gradativamente a cada ano, deixando de ser um benefício tarifário. Em outra regra de transição para  $G > 500$  kW, autoconsumo ou compartilhada, ele já paga 100% da Parcela B

 Somente na regra de transição para  $G > 500$  kW, autoconsumo ou compartilhada, consumidor paga parte destas demais componentes.

**Figura 2: Tratamento do benefício tarifário conforme a transição de cada parcela de mercado**

### III.1.2. ORÇAMENTO CDE

42. No tópico anterior foi definido o alcance de cobertura do benefício tarifário para a MMDG pela CDE. Definido o alcance, este tópico tratará do Orçamento da CDE, estabelecendo-se como será feita a previsão do custeio do benefício que será considerado no orçamento e como esse montante será transformado nas cotas para cada distribuidora.

43. Primeiramente, destaca-se que o custeio pela CDE, de acordo com o Art. 25, é temporário e se inicia a partir de 12 meses da data de publicação da Lei, se mantendo até 2030 para os consumidores-geradores entrantes entre 13 e 18 meses após a publicação da Lei; até 2028 para os consumidores-geradores entrantes após 18 meses da publicação da Lei; e até 2045 para os existentes das distribuidoras com mercado inferior a 700 GWh/ano.

Pág. 11 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

44. A classificação das distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 700 GWh já é realizada anualmente pela SGT, por meio de Despacho, em cumprimento ao disposto no PRORET 11.1. A classificação para 2023 foi estabelecida pelo Despacho SGT n. 1.527 de 8 de junho de 2022.

#### **A) NOVA RUBRICA NA CDE**

45. A CDE custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE. Portanto, a partir de 6 de janeiro de 2023, a CDE terá uma nova rubrica de custo, impactando o Orçamento da CDE a partir de 2023.

46. Apesar do novo subsídio ser uma recomposição da receita da distribuidora, semelhante aos descontos elencados no Decreto n. 7.891/2013, a base de rateio é diferenciada em relação aos demais itens da CDE.

47. Atualmente, os descontos incidentes na distribuição e na transmissão são recuperados pela TUSD e TUST<sup>4</sup>, culminando no rateio entre os consumidores cativos e livres. Já o novo subsídio será recuperado apenas entre os consumidores cativos.

48. Essa diferença ensejará mudanças na contabilização e gestão da CDE. A primeira mudança é a criação de uma cota específica (CDE GD) para diferenciar a alocação entre ACL e ACR<sup>5</sup>.

49. A segunda mudança impacta a gestão do fundo setorial. Como a base de pagantes engloba apenas os consumidores cativos, a CCEE<sup>6</sup>, gestora do fundo, deverá contabilizar em separado as receitas e despesas provenientes da Lei n. 14.300, de modo a dar transparência ao novo subsídio e para não impactar a sua forma de alocação.

50. Portanto, a CCEE deverá tomar as medidas apropriadas na gestão e transparência da CDE GD.

51. As próximas seções abordarão a previsão do custo para inclusão no orçamento, a definição da cota CDE GD e o tratamento no processo tarifário.

#### **B) PREVISÃO DE GASTO DA CDE COM BENEFÍCIO TARIFÁRIO DO SCEE**

52. De acordo com o PRORET 5.2, a previsão de gastos da CDE Uso com benefícios tarifários na distribuição é feita a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à previsão de crescimento da carga divulgada pelo ONS e EPE<sup>7</sup> e à previsão de variação do IPCA divulgada pelo BACEN.

53. Da mesma forma, para a cota da CDE GD, necessita-se de informação dos benefícios tarifários médios aplicados anteriormente para a MMGD e de uma previsão de crescimento do mercado de MMGD (no caso de consumidores entrantes), bem como da variação tarifária estimada (IPCA).

<sup>4</sup> Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

<sup>5</sup> ACL – Ambiente de Contratação Livre (mercado livre) e ACR – Ambiente de Contratação Regulada (mercado cativo)

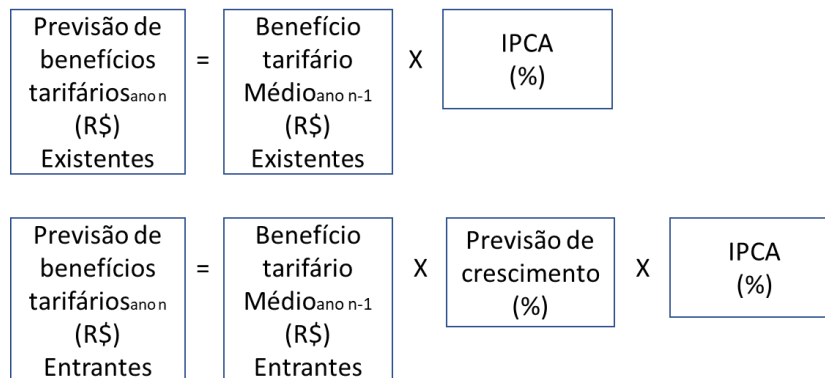
<sup>6</sup> CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

<sup>7</sup> ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PE – Empresa de Pesquisa Energética

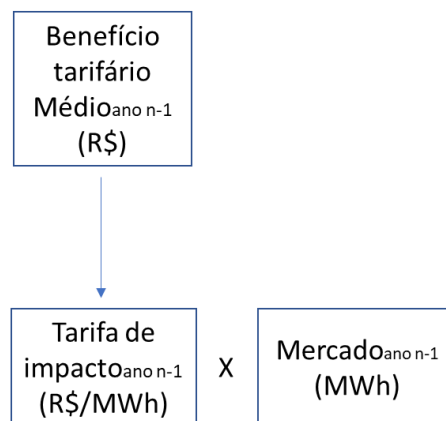


Pág. 12 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.



**Figura 3: mecanismo de previsão no orçamento da CDE do benefício tarifário do SCEE (existentes apenas para D< 700 GWh/ano)**

54. Benefícios tarifários médios são construídos aplicando-se a tarifa de impacto CDE sobre o mercado subsidiado. A tarifa de impacto é formada pelas componentes tarifárias não associadas ao custo de energia não remuneradas pelo consumidor-gerador.



**Figura 4: detalhamento do mecanismo de previsão no orçamento da CDE do benefício tarifário do SCEE.**

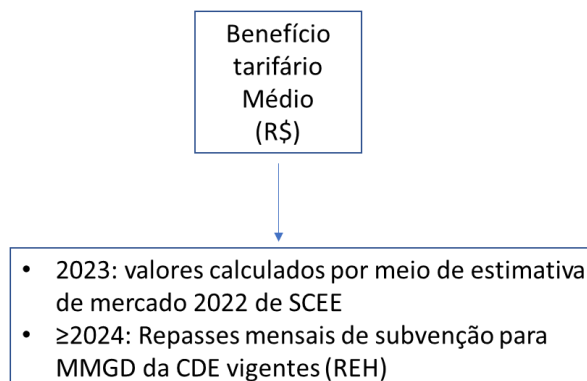
55. Usualmente, para o orçamento da CDE, são utilizados os valores vigentes de repasses mensais de subvenção da CDE, fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora.

56. Contudo, para o SCEE não será possível neste orçamento de 2023 pois não há valores de repasses mensais de subvenção da CDE do ano de 2022, pois a CDE só inicia o custeio em janeiro de 2023.

57. Sendo assim, há necessidade de se estimar o mercado de energia compensada de 2022, base para as projeções. Ademais, propõe-se alterações no sistema de informações de mercado das distribuidoras (SAMP), para que nos orçamentos posteriores seja viável a utilização de valores efetivos do faturamento das distribuidoras.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.



**Figura 5: diferenciação dos métodos de estimativa inicial e ordinário.**

58. Como a apuração dos benefícios tarifários a serem recuperados pelas distribuidoras pela CDE é feita nos processos tarifários das distribuidoras<sup>8</sup>, e são utilizados no orçamento da CDE do ano seguinte, o tópico III.1.3.B demonstra a proposta de metodologia para apuração desses benefícios nos processos tarifários a partir de janeiro de 2023.

59. Já a proposta de metodologia para estimativa do benefício tarifário de 2022, que será utilizado no orçamento da CDE de 2023 pela primeira vez, é explicada neste tópico. O que diferencia os dois casos é: i) o mercado que vai ser utilizado: o mercado corrente de SCEE de 2022 será estimado, e os mercados de 2023 em diante serão informados pelas distribuidoras, de forma sistemática. Nesta estimativa de 2022, assume-se que toda a energia será compensada no subgrupo tarifário B1, enquanto a energia compensada de 2023.

<sup>8</sup> Procedimento distinto é o da Tarifa Social, com apuração mensal.



Pág. 14 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

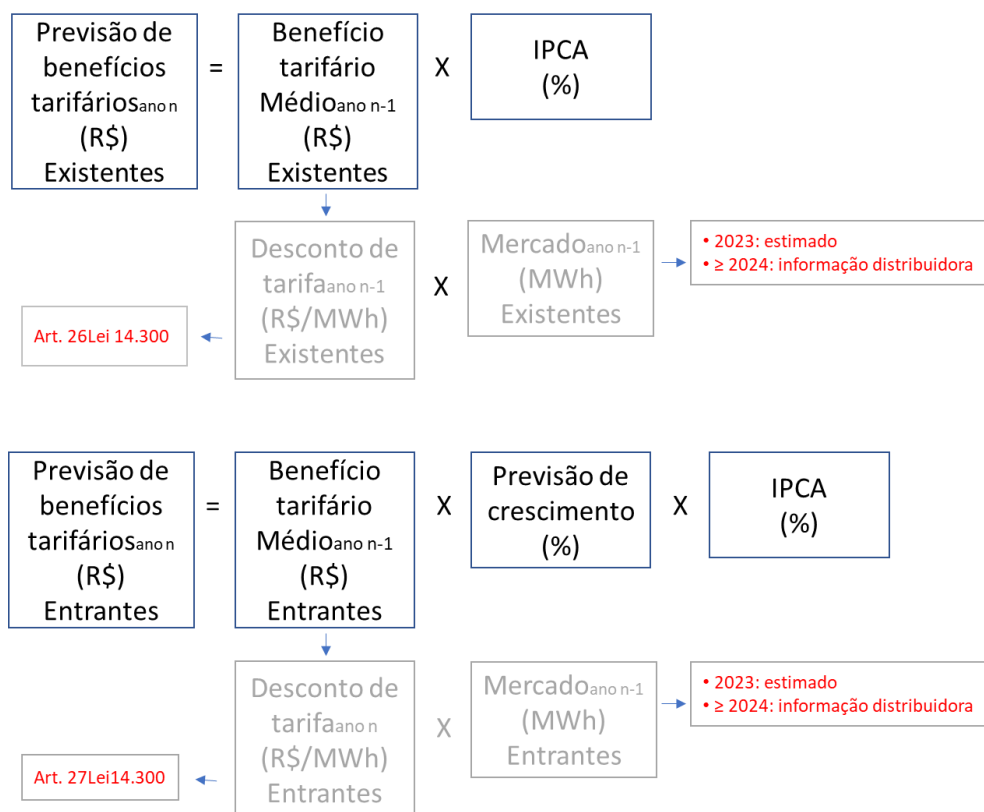


Figura 6: métodos de estimativa da rubrica SCEE diferenciado entre novos e existentes.

### B.1) METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DO MERCADO DE SCEE DE 2022

60. A seguir, expõe-se a metodologia para estimativa da energia compensada dos consumidores-geradores a ser utilizada apenas no orçamento da CDE para 2023. Apesar dessa estimativa não ser mais utilizada para fins de orçamento da CDE a partir de 2024, o princípio dela continuará sendo útil para outros processos, como o referente à sobrecontratação involuntária decorrente da MMGD<sup>9</sup>, estimativas e simulações.

61. O SISGD é o banco de informação de registro das unidades consumidoras com geração distribuída<sup>10</sup>. O registro pelas distribuidoras deve ser feito até o dia 10 de cada mês para aquelas usinas que entraram em operação até o último dia do mês anterior. A Resolução Normativa n. 482/2012, em seu Art. 13, elenca as informações que devem ser fornecidas à distribuidora pelo consumidor para seu registro.

62. A EPE possui metodologia de estimativa de energia gerada, para estimativa da Micro e Minigeração Distribuída, no âmbito do Balanço Energético Nacional<sup>11</sup>:

<sup>9</sup> Nota Técnica nº 67/2022-SRM/ANEEL, de 18 de maio de 2022. *Proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a regulamentar os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022, que tratam da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuídas.* (CP 31/2022)

<sup>10</sup> <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/geracao-distribuida>  
<sup>11</sup> [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-93/NT\\_Metodologia\\_4MD\\_PDE\\_2031.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-93/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf)



Pág. 15 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

$$E_{f,m,s} = \sum_{i=1}^n P_{i,f,m,s} * FC_{f,m,s} * Z_b * 24 * (1 - k)^{Z_T}$$

Onde:  $E_{f,m}$  é energia gerada no ano base, para a fonte f, município m e setor s.

- i é o índice de cada sistema de geração em operação no período de referência, sendo incrementado do primeiro até o total n;
- $P_{i,f,m,s}$  é a potência instalada do sistema i, da fonte f, no município m, no setor s;
- $FC_{f,m,s}$  é o fator de capacidade para a fonte f, no município m e setor s;
- Z é o número de dias de operação da potência Pi no ano base;
- k é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, foi calculado como  $(1 + 0,005)^{1/365} - 1$ . Para as demais fontes, k é igual a zero;
- $Z_T$  é o número total de dias em operação da Pi desde a sua instalação até o final do ano base;

63. Para estimar o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos, é utilizado:

$$FC_{m,s} = \frac{PR_S * GTI_m}{24 * I_{STC}}$$

Onde:

1. PR é o Performance Ratio. Assumido valor igual a 0,80 para sistemas remotos instalados em Alta Tensão e 0,75 para os demais sistemas;
2.  $GTI_m$  é a irradiação diária global média no plano inclinado para o município m;
3.  $I_{STC}$  é a irradiância nas condições padrões de teste = 1 [kW/m<sup>2</sup>].

64. De posse das informações do banco SISGD e do modelo acima descrito, calcula-se a energia gerada. Após, aplicam-se fatores de autoconsumo (consumo simultâneo à geração) diferenciados por segmento e fonte, para que sejam estimadas as energias injetadas e autoconsumidas, conforme elucida a figura abaixo:

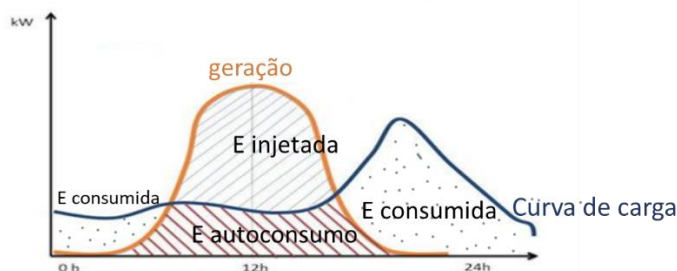


Figura 7: composição da energia gerada

Pág. 16 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

65. A EPE utiliza percentuais diferenciados de autoconsumo por classe (Comercial, Iluminação Pública, Industrial, Poder Público, Residencial, Rural e Serviço Público) e grupo de tensão (AT e BT). O percentual médio de autoconsumo extraído dos dados foi de 45%<sup>12</sup>.

66. Para fins de orçamento da CDE de 2023, neste caso, o cálculo da energia gerada adotará algumas simplificações, conforme abaixo.

1. A granularidade de município e setor foi reduzida para uma abertura apenas por distribuidora;
2. Os fatores de capacidade adotados foram diferenciados por tipo de geração:
  - 0,7 para termelétrica;
  - 0,3 para eólica;
  - 0,5 para hidráulica;
  - 0,8/24 \* (índice de irradiação da distribuidora) para fotovoltaica.
3. K, na equação do Fator de degradação, é 0 para todas as fontes;
4. Adota-se índice de irradiação médio por distribuidora, obtidos a partir dos índices utilizados pela EPE em sua metodologia 4MD<sup>13</sup>. O índice de irradiação das permissionárias de distribuição foi adotado como o mesmo da distribuidora mais próxima. O Anexo I apresenta esses valores;
5. *performance ratio* único de 0,8 para a MMGD;
6. será utilizado o fator médio de autoconsumo de 45%.

67. No tocante a base de dados do SISGD, chama-se atenção das distribuidoras para que garantam a qualidade dos dados informados. São utilizados 6 dados do SISGD para cálculo da energia gerada:

1. IdAgente (código da distribuidora);
2. NomAgente (nome da distribuidora);
3. Código da unidade consumidora;
4. Data de conexão da UC (unidade consumidora);
5. Sigla do tipo de geração;
6. Potência instalada da UC;

68. Foram identificadas inconsistências na base de dados do SISGD que poderá ser ajustada pelas distribuidoras declarantes, como: atraso no envio dos dados; identificação errada do subgrupo tarifário, nível de tensão e localização da unidade geradora.

69. Como dito, adotou-se que toda a energia é compensada no Subgrupo B1. Na base de dados do SISGD, as unidades consumidoras-geradoras podem estar classificadas em uma das 4 modalidades: geração na própria UC; autoconsumo remoto; geração compartilhada e múltiplas UC, contudo, não há dados sobre a unidade consumidora que recebe a compensação de energia. Como a modalidade Geração

<sup>12</sup> Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/ferramentas-interativas>

<sup>13</sup> Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-07/topico-593/NT\\_Metodologia\\_4MD\\_PDE\\_2031.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-07/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf)





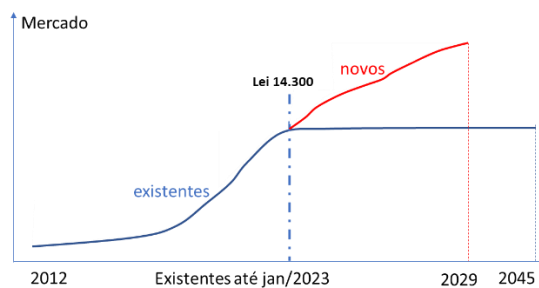
Pág. 17 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

na própria UC representa mais de 77% do total da potência instalada, e as unidades de baixa tensão (BT) representam mais de 62%<sup>14</sup>, assume-se na estimativa do orçamento da CDE que toda a energia será compensada no Subgrupo B1.

70. O próximo passo, de aplicação da tarifa de impacto sobre o mercado estimado, é feito da mesma forma que o exposto no item III.1.3.B.

## B.2) PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO MERCADO DE ENERGIA COMPENSADA

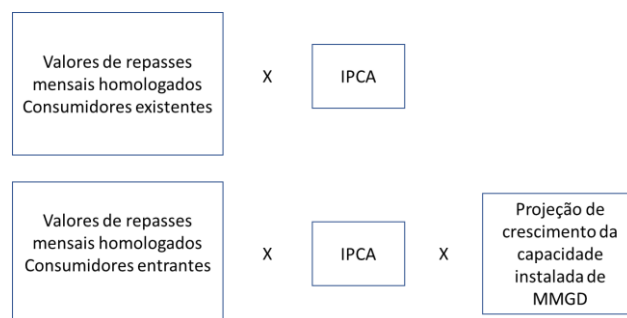
71. O mercado de energia compensada dos consumidores existentes das distribuidoras menores que 700 GWh não sofrerá incremento de potência instalada após os 12 meses da data de publicação da Lei. Portanto, para fins de orçamento da CDE, a previsão de crescimento estabelecida será aplicada somente sobre o mercado de energia compensada dos entrantes.



**Figura 8: segregação da energia compensada**

72. Será utilizada previsão específica para o crescimento da energia compensada, já que se trata de introdução de nova tecnologia. Os dados de projeção da capacidade instalada da MMGD, de acordo com a metodologia 4MD, utilizada pela EPE no âmbito do PDE<sup>15</sup>, serão aplicados sobre o mercado de energia compensada dos consumidores entrantes.

73. Portanto, os benefícios tarifários custeados pela CDE para o SCEE (para consumidores entrantes e existentes das distribuidoras menores que 700 GWh) serão apurados com os valores dos repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora, atualizados por IPCA e, no caso dos benefícios tarifários para consumidores entrantes, atualizados pela projeção de capacidade instalada da MMGD.



**Figura 9: detalhe da atualização da previsão**

<sup>14</sup> Relação de empreendimentos de Geração Distribuída, disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>

<sup>15</sup> Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-031>



Pág. 18 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

### C) DEFINIÇÃO DA COTA CDE GD

74. O mercado utilizado para construção da cota CDE GD será o mercado de TE – Tarifa de Energia, em MWh, diferente portanto do utilizado para a cota de CDE Uso, que é o da TUSD e TUST. Considera-se assim o mercado de consumidores cativos, excluindo-se o mercado da Tarifa Social de Energia, nos termos do §3-G, art. 13 da Lei n. 10.438/2002.

75. Sobre a forma de rateio, a Lei n. 14.300 dispôs apenas sobre a diferenciação entre ACR e ACL, não inovando na alocação dos custos entre regiões e níveis de tensão. Desse modo, entende-se que devem ser aplicadas as disposições dos parágrafos 3ºB ao 3ºH do artigo 13 da Lei n. 10.438/2002 para o rateio da CDE GD entre os consumidores eleitos pelo legislador.

76. Em relação aos aspectos Orçamentários, o novo subsídio seguirá os prazos e parâmetros da CDE Uso, ou seja, na definição do orçamento da CDE haverá uma previsão de custo e a respectiva receita (CDE GD) para custeio.

77. A tabela abaixo, tabela 2 do Submódulo 7.2 do PRORET, mostra a trajetória das tarifas de referência da CDE em atendimento aos ditames legais e que serão adotadas na apuração da cota da CDE GD.

**Tabela 1 - Trajetória das tarifas de referência da CDE GD**

Ano	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
<b>2023</b>	<b>2,13</b>	<b>0,57</b>	<b>0,82</b>	<b>1,00</b>
<b>2024</b>	<b>1,91</b>	<b>0,53</b>	<b>0,80</b>	<b>1,00</b>
<b>2025</b>	<b>1,72</b>	<b>0,49</b>	<b>0,77</b>	<b>1,00</b>
<b>2026</b>	<b>1,54</b>	<b>0,45</b>	<b>0,75</b>	<b>1,00</b>
<b>2027</b>	<b>1,38</b>	<b>0,42</b>	<b>0,73</b>	<b>1,00</b>
<b>2028</b>	<b>1,24</b>	<b>0,39</b>	<b>0,71</b>	<b>1,00</b>
<b>2029</b>	<b>1,11</b>	<b>0,36</b>	<b>0,69</b>	<b>1,00</b>
<b>2030</b>	<b>1,00</b>	<b>0,33</b>	<b>0,67</b>	<b>1,00</b>

### D) ESTIMATIVA DE IMPACTO NO ORÇAMENTO DA CDE

78. Trata-se de estimativas iniciais que serão adequadas quando da deliberação do Orçamento de 2023 da CDE. Cabe destacar que o processo de orçamento obedece a rito ordinário, com fase de consulta pública prévia a sua homologação.

79. Na presente estimativa, utilizou-se o período entre 1º de setembro de 2021 e 1º de setembro de 2022, de energia gerada e compensada, baseado nas informações prestadas no SisGD até 04 de outubro de 2022 no SisGD.



Pág. 19 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

80. Para as centrais geradoras existentes em distribuidoras com mercado próprio inferior a 700 GWh por ano, aplicou-se a tarifa total do subgrupo B1 - Residencial, deduzida da TE – Energia e TE – Transporte, a esse mercado estimado, somado a uma taxa de crescimento até o fim do período. Como resultado, estima-se em **0,1 bilhões** de Reais essa rubrica de custos da CDE.

81. Em relação à estimativa dos entrantes, utilizou-se o mesmo período, obtendo-se o valor total de energia gerada de 15,4 GWh. Para efeitos de comparação o relatório da EPE, disponível atualmente no seu site, estima uma energia gerada ao fim de 2022 de 14,8 GWh. Aplicando o fator de autoconsumo de 0,45, chegamos a uma energia compensada de 8,5 de GWh.

82. O relatório de EPE para o cenário de referência indica um aumento de 38% da energia gerada de 2023 para 2022. Adotando esta mesa razão, considerando o pagamento de 15% do componente tarifário Fio B no ano de 2023, chega-se a uma estimativa de impacto para a CDE de **1,3 bilhão** de Reais para esta outra rubrica.

83. Assim, a estimativa atual de custos para a CDE GD, associados ao SCEE é de **R\$ 1,4 bilhão**. Tal valor não considera a previsão de crescimento da tarifa (IPCA).

84. Para fins de orçamento da CDE 2023, esse valor será apurado em cada processo tarifário, ou seja, a depender da data do processo da distribuidora, parte do custo será pago pelo orçamento de 2023 e parte pelo de 2024. Assim, estima-se que o efeito no orçamento da CDE 2023 seja menor do que o valor estimado, sendo que o impacto integral ocorrerá no orçamento de 2024.

85. Tal rubrica de custo será definida no processo específico do orçamento da CDE 2023.

86. Aproveitando a ilustração disposta na figura 2, tem-se a estimativa dos valores do benefício tarifário para 2023, segregado na parcela que irá compor o orçamento da CDE e a parcela já internalizada na estrutura tarifária, valores ainda estimados e sem a projeção do IPCA.

**Tabela 2 – Estimativas do Benefício Tarifário para 2023**

	<b>BENEFÍCIO TARIFÁRIO (parcela energia compensada)</b>	<b>CUSTEIO</b>
	<b>R\$</b>	
Existente em D > 700 GWh	R\$ 4 bilhões	Estrutura Tarifária
Existente em D < 700 GWh	R\$ 0,1 bilhão	CDE
Entrante	R\$ 1,3 bilhões	CDE

### III.1.3. PROCESSO TARIFÁRIO

#### A) COBERTURA ECONÔMICA PARA A CDE GD

87. A cobertura econômica para o custeio da cota de CDE GD pelas distribuidoras será a estabelecida no processo de Orçamento Anual do encargo.

88. Em relação aos cálculos de neutralidade de custos e da CVA<sup>16</sup> será adotado procedimento idêntico à quota ordinária da CDE Uso.



<sup>16</sup> CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 69C82EA7006C8CA0

Pág. 20 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

89. Pela representatividade desta cota face a cota da CDE Uso, não se propõe a realizar nenhum tratamento específico para o descasamento inicial entre a obrigação do pagamento da cota (ano civil) e sua cobertura no processo tarifário, o que irá resultar em um carregamento inicial da CVA.

## **B) APURAÇÃO DO BENEFÍCIO TARIFÁRIO CONCEDIDO**

90. Os benefícios tarifários concedidos são obtidos pela aplicação da tarifa de aplicação (R\$/MWh) sobre o mercado de energia compensada (MWh). Os tópicos seguintes discorrem sobre ambos.

### **B.1) BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS**

91. A CDE custeará os benefícios tarifários para o consumidor-gerador de distribuidora com mercado menor que 700 GWh/ano (existentes e entrantes) e os entrantes das demais distribuidoras. Portanto, associado às regras de transição que segregam as unidades consumidoras participantes do SCEE em distintos grupos, tem-se três formas diferentes de faturamento trazidas pela Lei (Art. 26 e 27).

92. O benefício para os consumidores-geradores existentes de distribuidoras com mercado inferior a 700 GWh/ano é compreendido por todas as componentes tarifárias não associadas ao custo de energia, conforme trazem os Art. 22 e 25, transcritos anteriormente.

93. Já para os consumidores entrantes, o Art. 27 traz que o desconto é escalonado por ano, por uma razão do componente TUSD Fio B, acrescido dos demais componentes tarifários não associados ao custo de energia. No caso das unidades alcançadas pela regra descritas no § 1º, o benefício tarifário não alcança a TUSD fio B, bem como os componentes tarifários associados aos encargos P&D, TFSEE, e apenas uma razão do componente Fio A:

*“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:*

*I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;*

*II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;*

*III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;*

*IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;*

*V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;*

*VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;*

*VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.*

*§ 1º Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:*

*I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;*

*II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior*

Pág. 21 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.”

94. O submódulo 7.1 do PRORET, em sua tabela 3, definiu quais são as componentes tarifárias associadas ao custo de energia:

**Tabela 3 – Classificação das componentes tarifárias**

Custo	Faturamento dos componentes tarifários associados
<b>Energia</b>	<b>TE-ENERGIA, TE-TRANSPORTE e bandeira tarifária em vigor</b>
Serviços de Distribuição	TUSD – FIO B
Transmissão	TUSD – FIO A
Perdas de Energia	TUSD – PERDAS e TE -PERDAS
Encargos Setoriais	TUSD – ENCARGOS e TE - ENCARGOS

95. Portanto, a tarifa de aplicação, utilizada no custeio da CDE não leva em consideração a TE-Energia, a TE-Transporte e a bandeira tarifária, em nenhum dos grupos de consumidores. Observa-se ainda que o benefício ocorre sobre a energia compensada, e, assim, sobre a tarifa em unidade de energia (R\$/MWh).

**Tabela 4 – detalhe da aplicação da tarifa de aplicação sobre a energia compensada (tarifa de impacto) – transição**

	TARIFA DE APLICAÇÃO	BENEFÍCIO TARIFÁRIO (PARCELA DA TARIFA DE APLICAÇÃO) - TARIFA DE IMPACTO	FATURADA DO CONSUMIDOR (PARCELA DA TARIFA DE APLICAÇÃO PAGA PELO CONSUMIDOR)
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
Existentes	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE_Transporte + Bandeira tarifária)	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE_Transporte + Bandeira tarifária)	0
Entrantes	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE_Transporte + Bandeira tarifária)	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE_Transporte + Bandeira tarifária) - % TUSD_FIO_B	% TUSD_FIO_B
Entrantes >500/remoto/ compartilhado (§1º art. 27 da Lei)	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE_Transporte + Bandeira tarifária)	TARIFA = TUSD +TE - (TE_Energia + TE-Transporte + Bandeira tarifária) - (100%_TUSD_FIO_B + 40%_TUSD_FIO_A + 100% (TUSD-P&D_EE+TE-P&D_EE)+ 100%_TUSD_TFSEE)	100%_TUSD_FIO_B + 40%_TUSD_FIO_A + 100% (TUSD-P&D_EE+TE-P&D_EE)+ 100%_TUSD_TFSEE)

Pág. 22 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

## B.2) MERCADO DE SCEE DE 2023 EM DIANTE

96. Definidos os benefícios tarifários para consumidores-geradores entrantes e existentes, passa-se a definir o mercado associado a energia compensada, sobre o qual será aplicado o benefício tarifário.

### SAMP

97. As informações de mercado faturado são fornecidas pelas distribuidoras por meio do SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica, estabelecido pela Resolução Normativa 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

98. As informações de faturamento do consumidor-gerador atualmente são fornecidas no campo natureza Sistema de Compensação e na modalidade Fornecimento de energia, com os campos de detalhamento conforme abaixo:

**Tabela 5: campos disponíveis para informações de faturamento do consumidor-gerador no SAMP.**

Detalhe	Valor
21 - Energia Gerada (kWh)	Energia kWh
22 - Energia Faturada (kWh)	Energia kWh
23 - Energia Debitada do SCEE (kWh)	Energia kWh
24 - Energia Consumida (kWh)	Energia kWh
6 - Receita Consumo (R\$)	R\$ TUSD kWh + R\$ TE kWh + R\$ bandeira
2 - Demanda Faturada (kW)	TUSD/demanda KW
5 - Receita Demanda (R\$)	R\$ TUSD/demanda KW
25 - Receita Bandeiras (R\$)	R\$ bandeira
7 - Ultrapassagem Demanda (kW)	
8 - Receita Ultrapassagem Demanda (R\$)	
19 - Desconto Demanda %	
20 - Desconto Consumo %	
9 - ICMS (R\$)	
17 - PIS/PASEP (R\$)	
18 - COFINS (R\$)	
1 - Número de consumidores	Informar as unidades consumidoras quando beneficiadas com saldo do SCEE e as unidades faturadas que possuem geração distribuída.

99. Conforme Manual vigente do SAMP, os campos concernentes ao faturamento da energia do consumidor-gerador são:

- 21 - Energia Gerada (kWh): injetado na rede;
- 24 - Energia Consumida (kWh): valor de energia consumida na rede da distribuidora;
- 22 - Energia Faturada (kWh): diferença entre energia consumida e energia gerada se positivo, observando a aplicação do custo de disponibilidade e energia debitada o SCEE;
- 23 - Energia debitada do SCEE (kWh) utilização do saldo do SCEE de meses anteriores, se existente.

100. Atualmente não há campo para recebimento dos dados de mercado de energia compensada, o que é necessário para cálculo do benefício tarifário aos consumidores-geradores que será custeado pela CDE.

101. Como a Lei n. 14.300/2022 estabeleceu três formas de faturamento diferentes (uma para consumidores-geradores existentes, novos e novos maiores que 500 kW), há necessidade de informação de mercado para cada forma de faturamento, de modo a possibilitar o cálculo de cada forma de benefício.



Pág. 23 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

102. Assim, propõe-se alteração no SAMP, tornando disponíveis 3 Naturezas para Sistema de Compensação (uma para os consumidores existentes – a atual natureza sistema de compensação - e outras 2 para consumidores entrantes) e dois novos campos associados à Energia Compensada:

1. Energia Compensada (kWh): mercado de energia compensada dos consumidores-geradores;
2. Receita Energia Compensada (R\$): receita de faturamento associado à energia compensada dos consumidores-geradores.

103. Esses novos campos só apresentarão valores a partir de 07 de janeiro de 2023.

104. Com a criação de novos campos, faz-se necessário adequar a definição dos campos existentes. As variáveis Energia Faturada e Receita Consumo estarão associadas apenas ao faturamento não associado a energia compensada.

105. Além dessas novas inclusões propõe-se alterar o nome do campo 21 para Energia Injetada, de modo a definir com mais precisão a informação que realmente é fornecida.

#### **SIASE**

106. Outra fonte de dados de mercado é o Cadastro Nacional de Distribuição, no ambiente do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE, de que trata o Submódulo 10.6 do PRORET.

107. Uma vez que essa alteração impacta a forma de estruturação dos dados recebidos, serão avaliadas em processo específico as alterações necessárias para o recebimento das informações associadas ao SCEE.

#### **C) HOMOLOGAÇÃO DOS VALORES**

108. O mecanismo de homologação de valores nos processos tarifários associados à subvenção da CDE para custeio dos benefícios tarifários do SCEE será o mesmo utilizado atualmente para os demais benefícios tarifários custeados pela CDE: ajuste entre o benefício apurado e a reversão da previsão do processo anterior e uma nova previsão, obtendo-se os valores de repasses mensais da CDE. Assim, adota-se o estabelecido no § 144 do Submódulo 5.2 do PRORET (versão 1.1C).

#### **D) APURAÇÃO DA RECEITA VERIFICADA DA DISTRIBUIDORA**

109. A Receita Anual (RA<sub>0</sub>) da distribuidora para fins de processo tarifário considera os dados de mercado disponíveis no SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

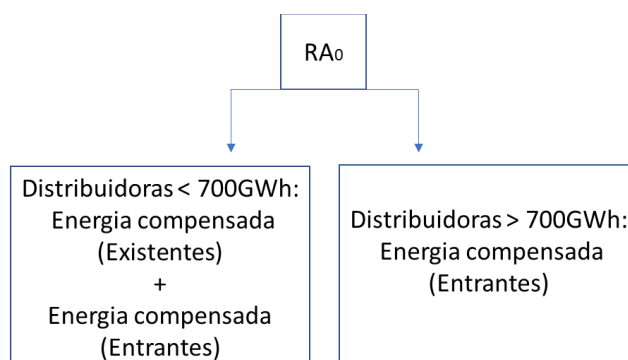
110. Diante da mudança trazida pela Lei n. 14.300/2022, o mercado de energia compensada do SCEE, custeado pela CDE, passa a compor a base da informação de mercado faturado.

111. Assim, a energia compensada dos consumidores-geradores entrantes deve sempre fazer parte da formação da RA<sub>0</sub>.

112. Da mesma forma, a partir de janeiro de 2023, o mercado classificado como existente das distribuidoras com mercado menor que 700 GWh/ano, que passa a ser custeado pela CDE.



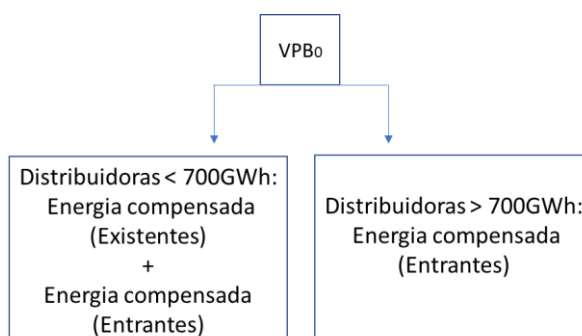
Pág. 24 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.



**Figura 10: diferença na formação do RA0**

113. É importante destacar que, no caso das concessionárias menores que 700 GWh/ano que não foram prorrogadas nos termos do Decreto n. 8.461/2015, ou que não assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão, aprovado pelo Despacho n. 2.194/2016, devido à consideração do mercado de energia compensada dos consumidores existentes no  $RA_0$ , poderá haver impacto na formação da Parcela B, já que ela é formada pela subtração do  $VPA_0$  do  $RA_0$ . Ou seja, como o  $RA_0$  pode apresentar variação abrupta, a parcela B pode ser afetada. O mesmo impacto não deve ser acarretado pelo mercado de energia compensada dos consumidores entrantes, pois, regra geral, trata-se da realocação de um mercado faturado para um mercado compensado.

114. A mesma regra de consideração de mercados de energia compensada vale para a formação da Parcela B, no caso das concessionárias que foram prorrogadas nos termos do Decreto n. 8.461/2015, ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão, aprovado pelo Despacho n. 2.194/2016. Caso seja concessionária menor que 700 GWh, a sua Parcela B será formada com os mercados de energia compensada tanto dos consumidores entrantes, como dos existentes. Caso seja concessionária maior que 700 GWh, somente o mercado de energia compensada dos entrantes será considerado na formação da Parcela B.



**Figura 11: diferença na formação do VPB0**

115. Para as permissionárias, poderá ser percebido impacto na apuração do valor limite da Parcela B solicitado pela empresa.

116. Além dos impactos na Parcela B, a consideração de novo mercado irá impactar a formação de outros custos e etapas do processo tarifário: neutralidade, perdas, encargos, estrutura tarifária.





Pág. 25 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

117. Outra observação sobre a consideração do mercado de energia compensada é que o Fator X também será impactado, principalmente para as distribuidoras menores que 700 GWh, pois aumentando o mercado, aumenta-se a produtividade, compensando a tendência observada nos anos anteriores de redução desse mercado.

### **III.1.4. ESTRUTURA TARIFÁRIA**

#### **A) COMPONENTE TARIFÁRIA TE-CDE GD**

118. De forma a arrecadar a nova cota de CDE GD, é necessária a criação de nova componente tarifária. A Lei n. 14.300 trouxe, em seus Arts. 22 e 25, que o custeio da CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado. Portanto, o componente será alocado na TE (TE-CDE GD), aplicável aos consumidores cativos, com exceção dos consumidores beneficiários da Tarifa Social de Energia.

119. Afora o comando acima, a Lei n. 14.300/22 não especifica demais critérios que nortearão a construção da nova componente tarifária. Assim, em consonância com o que já foi abordado no tópico associado ao cálculo da cota CDE, será considerada a transição associada ao fator regional e de nível de tensão disposta na Tabela 2 do PRORET 7.2.

#### **B) CONSTRUÇÃO DAS TARIFAS**

120. Da mesma forma que na formação dos custos e receitas, na construção das tarifas será utilizado o mercado de energia compensada existente e entrante para o caso de distribuidora menor que 700 GWh, e apenas o mercado de energia compensada dos entrantes, para as demais distribuidoras.

121. O mercado de energia (MWh) compensada será considerado na TUSD e na TE.

122. Neste processo, deve-se considerar a aplicação do benefício tarifário sobre o mercado do SCEE, observando a tarifa de aplicação, o percentual de benefício tarifário e a classificação de cada grupo de consumidores (existentes, entrantes, entrantes com potência acima de 500 kW).

123. No processamento do cálculo, será necessário observar este mercado de SCEE em detalhe, para a correta consideração do benefício tarifário e da tarifa de aplicação, que não considerará as componentes TE Transporte e TE Energia.

#### **C) PUBLICAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DE TARIFA**

124. As REH dos processos tarifários passarão a apresentar tabela específica dispondo os valores da componente Fio B, a função TUSD Transporte Fio A e os encargos P&D e TFSEE, de forma que seja possível a obtenção dos parâmetros necessários para o cálculo da tarifa a ser aplicada sobre a energia compensada do SCEE.

125. Complementarmente será divulgado o percentual de benefício a ser aplicado sobre as componentes tarifárias TUSD fio B e Fio A conforme prazos da transição e tipo de consumidor.

126. Excepcionalmente, pode-se adotar as informações dispostas na memória de cálculo do processo tarifário (Planilha PCAT, aba TA-Aplicação) caso não constem os valores na REH.



Pág. 26 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

#### D) REGRA DE TRANSIÇÃO

127. A regra de transição afeta a concessão do benefício tarifário à energia do SCEE em data distinta do processo tarifário.
128. Observa-se que este tipo de abordagem não é trivial, uma vez que na grande maioria dos casos eles são concatenados com os processos tarifários.
129. Sendo assim, cabe pontuar o desafio de se implementar a homologação de benefícios tarifários, que refletirão em alterações no processo de faturamento das distribuidoras, em data distinta do processo tarifário. Por fim, seus efeitos deverão ser observados nos dados encaminhados pelas distribuidoras à ANEEL e nos processos tarifários.
130. O processo se inicia em 7 de janeiro de 2023 com a publicidade pela ANEEL da nova tarifa de aplicação para a energia compensada.
131. Nos anos posteriores, concatenado com o ano civil (1º de janeiro), a transição disposta nos incisos do caput do Art. 27 e no §1º do mesmo artigo.

#### III.2. DEMAIS ASPECTOS

132. Há outros aspectos econômicos trazidos na Lei n. 14.300/22 que não são referentes ao SCEE e ao encargo CDE.

##### **Modicidade Tarifária – Reversão de receitas**

133. Há previsão de reversão das garantias de fiel cumprimento em prol da modicidade tarifária, conforme traz o § 5º do art. 4º:

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

*(...)*

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

134. Uma vez que o regramento associado à obrigação de pagamento dos consumidores será conduzido na regulamentação técnica da Lei 14.300/2022, no âmbito de outro processo, resta estabelecer como será a reversão do valor arrecadado em prol da modicidade tarifária. Sendo esta operacionalização de idêntico teor quanto a natureza e forma que outras receitas auferidas pela empresa (multas, cobranças diversas, etc), este aspecto será remetido à Audiência Pública n. 63/2018, que trata da proposta de revisão e consolidação dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

135. Outro aspecto é a reversão dos créditos de energia não compensada para a modicidade tarifária, conforme Art. 13.

*“Art. 13. Os créditos de energia elétrica 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 participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.”*

136. O entendimento desta SGT é de que os créditos de energia não se materializam em montante financeiro, existindo apenas na sua natureza de um direito de consumo futuro de uma energia injetada no sistema da distribuidora, e portanto, esta energia já gera seus efeitos no momento de sua

rejeição, sejam pela modicidade de custos (menos contratação de energia pela distribuidora, redução de



Pág. 27 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

perdas) ou pela elevação de custos (sobrecontratação, elevação de perdas). Os mecanismos de aferição do requisito de Energia (Balanço de Energia, sobrecontratação), sob a ideia fundamental de neutralidade de custos, já dão tratamento à questão. Assim, não existe valor a ser revertido quando da expiração dos créditos.

### III.3. CUMULATIVIDADE DE BENEFÍCIOS

137. É importante destacar que a Lei n. 14.300, ao consolidar o benefício tarifário do SCEE ao consumidor com micro e minigeração distribuída, acaba por permitir a cumulatividade de benefícios tarifários (um consumidor pode participar do sistema de compensação e perceber o desconto do rural, irrigação, tarifa social, dentre outros).

138. Neste caso, ainda que não seja impeditiva, a cumulatividade de benefícios tarifários provoca indesejados efeitos na alocação de custos, pressionando as tarifas dos demais consumidores. Por tal motivo que determinados benefícios custeados pela CDE tem a cumulatividade restringida no Art. 1º do Decreto n. 7.891/2013.

### III.4. ATUALIZAÇÕES DE REGULAMENTOS

139. Diante do exposto, se faz necessário alterações nos PRORET 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3, conforme minutas anexas.

### III.5. ENCAMINHAMENTOS PARA A ABERTURA DA CP

140. A regulação em tela será adotada na definição do orçamento da CDE, bem como nos processos tarifários a partir de janeiro de 2023. Assim, é desejável que o regulamento esteja aprovado antes destes prazos, possibilitando ser considerado na Consulta Pública de definição do orçamento anual da CDE.

141. Além disso, em janeiro de 2023 deve-se homologar os componentes de tarifas para início da aplicação do critério de faturamento dos novos entrantes.

142. Nas condições expostas acima, a proposta traz a necessidade de disciplinar direitos ou obrigações definidas em normas hierarquicamente superiores, no caso a Lei n. 14.300/2022, que não permite, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias.

*Art. 7º A AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria, nas hipóteses de:*

*II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;*

143. Nessas condições, a proposta ora apresentada se enquadra nas situações de dispensa da obrigação de realização da Análise de Impacto Regulatório – AIR, nos termos dos incisos I e II do Art. 7º da Norma de Organização n. 040/2013, aprovada pela Resolução Normativa n. 941/2021.

144. Portanto, recomenda-se à Diretoria que, na deliberação da abertura da Consulta Pública, prove a dispensa de AIR para a presente proposta de regulamentação.

Pág. 28 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

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

- Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei n. 14.120, de 1º de março de 2021;
- Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- Decreto n. 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Resolução CNPE n. 15, de 9 de dezembro de 2020;
- Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012;
- Resolução Normativa ANEEL n. 687, de 24 de novembro de 2015;
- Resolução Normativa ANEEL n. 789, de 17 de outubro de 2017;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

#### V. DA CONCLUSÃO

146. Conclui-se pela necessidade de adequação das normas atinentes à CDE, definição da Estrutura Tarifária, envio de informações pelas distribuidoras, bem como esclarecimentos de detalhes operacionais dos cálculos dos processos tarifários, motivados pelo marco regulatório instituído pela Lei n. 14.300/2022.

#### VI. DA RECOMENDAÇÃO

147. Recomenda-se a abertura de Consulta Pública para obtenção de subsídios e informações adicionais para aprimoramento da minuta de Resolução constante do Anexo II, com vistas à adequação da regulamentação vigente ao marco regulatório instituído pela Lei nº 14.300/2022.

*(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)*

ANDRÉ VALTER FEIL  
Especialista em Regulação – SGT

*(Assinado digitalmente)*

FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES  
Especialista em Regulação – SGT

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente de Gestão Tarifária



Pág. 29 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

### ANEXO I – Índices de irradiação

DISTRIBUIDORA	ÍNDICE	DISTRIBUIDORA	ÍNDICE	PERMISSIONÁRIA	IRRADIAÇÃO EQUIVALENTE
AmE	4,216073	CPFL Nova Santa Cruz	4,774495	Cedrap	EDP SP
EDP SP	4,426134	Creluz-D	4,539932	Cedri	Elektro
CEA	4,351163	Creral	4,539932	Ceres	Light
Equatorial Alagoas	5,012704	Demei	4,575	Cerim	CPFL Piratininga
CEB-DIS	5,171075	DMED	4,750385	Ceripa	CPFL Santa Cruz
Cedrap	4,426134	EBO	5,033531	Ceris	ENEL SP
Cedri	4,720479	EFLJC	4,052344	CERMC	EDP SP
CEEE-D	4,408281	Eflul	4,10317	Cernhe	ESS
Celesc-DIS	4,225856	Elektro	4,720479	Cerpro	CPFL Paulista
Enel Goiás	5,13154	Energisa Acre	4,357819	CERRP	CPFL Paulista
Equatorial Pará	4,406095	Eletrocar	4,536664	Cetril	CPFL Piratininga
Celpe	5,236715	ENEL SP	4,238586	Cejama	CEEE-D
Equatorial MA	4,901812	ELFSM	4,602945	Ceprag	CELESC-DIS
Cemig-D	5,041296	EMG	4,603321	Ceraçá	CELESC-DIS
Equatorial Piauí	5,379009	EMS	4,888108	Ceral Anitápolis	CELESC-DIS
Ceprag	4,225856	EMT	4,775493	Cerbranorte	CELESC-DIS
Ceraçá	4,225856	Enel CE	5,347187	Cerej	CELESC-DIS
Ceral Anitápolis	4,225856	Enel RJ	4,626076	Cergal	CELESC-DIS
Ceral DIS	4,576584	ENF	4,387793	Cergapa	CELESC-DIS
Cerbranorte	4,225856	EPB	5,355476	Cergal	CELESC-DIS
Cercos	5,004	EDP ES	4,673572	Cermoful	CELESC-DIS
Cerej	4,225856	ESE	5,004	Cerpalo	CELESC-DIS
Ceres	4,549568	ESS	4,874375	Cersul	CELESC-DIS
Cergal	4,225856	ETO	5,010294	Certrel	CELESC-DIS
Cergapa	4,225856	Forcel	4,653563	Coopera	CELESC-DIS
Cergal	4,225856	Hidropan	4,55097	Coopercofal	CELESC-DIS
Ceriluz	4,539932	Ienergia	4,562731	Coopermila	CELESC-DIS
Cerim	4,564434	Light	4,549568	Coorsel	CELESC-DIS
Ceripa	4,774495	MuxEnergia	4,4965	Ceriluz	RGE
Ceris	4,238586	RGE SUL	4,539932	Cermissões	RGE
Cermissões	4,539932	Sulgipe	4,948954	Certaja	CEEE-D
Cermoful	4,225856	Uhenpal	4,443364	Certel	CEEE-D
Cernhe	4,874375	Boa Vista	4,35985	Cooperluz	RGE
Ceron	4,35985	CPFL Sul Paulista	4,774495	Coprel	RGE
Cerpalo	4,225856	CPFL Jaguarí	4,774495	Creluz	RGE
Cerpro	4,955338	CPFL Leste Paulista	4,774495	Creral	RGE
CERRP	4,955338	CPFL Sant aCruz	4,774495	Ceral Dis	Copel-DIS
Cersul	4,225856	CPFL Mococa	4,774495	Cercos	ESSE
Certaja Energia	4,408281	Rge agrupada	4,539932	Cerci	ENEL RJ
Certrel	4,225856	RGE	4,539932	Ceral Araruama	ENEJ RJ
Cetril	4,564434	CeRR	4,516776	Cerfox	RGE
Chesp	5,088521	celetro	4,539932	Certhil	RGE
Cocel	4,141046	cemirim	4,955338	Castro Dis	COPEL
Coelba	5,177959	CERMC	4,426134	Cervam	Elektro
Coopera	4,225856	CEJAMA	4,408281	Cegero	CELESC-DIS
Cooperaliança	4,285188	Certel	4,408281	Cersad	CELESC-DIS
Coopercofal	4,225856	Ceral Araruama	4,626076	Codesam	CELESC-DIS
Cooperluz	4,539932	Cerfox	4,539932	Cooperzem	CELESC-DIS
Coopermila	4,225856	Certhil	4,539932	Coopersul	CEEE-D
Coorsel	4,225856	Castro DIS	4,576584	Coopernorte	CEEE-D
Copel-DIS	4,576584	Cervam	4,720479	Cemirim	CPFL Paulista
Coprel	4,539932	Cegero	4,225856	Celetro	RGE
Cosern	5,415215	Cersad	4,225856		
CPFL Paulista	4,955338	Codesam	4,225856		
CPFL Piratininga	4,564434	Cooperzem	4,225856		
		Coopersul	4,408281		
		Coopernorte	4,408281		
		Cerci	4,626076		



Pág. 30 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

**ANEXO II – Minuta de REN – Alterações no PRORET**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº XX, DE (DIA) DE (MÊS) DE (ANO)

Altera os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET para contemplar a regulação dos aspectos econômicos da Lei n. 14.300 de 2022.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei n. 9.427 de 26 de abril de 1996, na Lei n. 10.438 de 26 de abril de 2002, na Lei n. 14.300 de 6 de janeiro de 2022, no Decreto n. 9.022 de 31 de março de 2017 e o que consta do Processo nº 48500.004390/2022-04, resolve:

Art. 1º Esta Resolução Normativa dispõe sobre a regulação dos aspectos econômicos da Lei nº 14.300 de 2022 associados aos processos tarifários das concessionárias e permissionárias de distribuição e à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Art. 2º Aprovar as versões dos Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET:

- I) Submódulo 5.2, versão 1.3;
- II) Submódulo 7.1, versão 2.6;
- III) Submódulo 7.2, versão 2.3;
- IV) Submódulo 7.3, versão 2.4;

Art. 3º Alterar os Quadros I e II do Anexo I da Resolução Normativa nº [1.003](#), de 1º de fevereiro de 2022, incluindo a vigência das novas versões dos Submódulos do PRORET, conforme anexo.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO



Pág. 31 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

**ANEXO**  
**ALTERAÇÕES NO PRORET**

**Módulo 5: Encargos Setoriais**

**Submódulo 5.2**

**CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE**

Alterar	<p><b>2. ABRANGÊNCIA</b></p> <p>2. Este Submódulo aplica-se aos seguintes procedimentos da CDE: ..... b. Fixação das quotas anuais pagas por todos os agentes que atendem consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão <i>e distribuição e nas tarifas de energia dos sistemas de distribuição de energia;</i></p>
Alterar/Incluir	<p><b>3.1.3. QUOTAS ANUAIS DE CDE USO E CDE GD</b></p> <p>7. .... <i>8. Os pagamentos de quotas anuais da CDE GD efetuados pelos agentes que atendem consumidores finais cativos, mediante a cobrança das tarifas de energia dos sistemas de distribuição de energia.</i></p> <p>*renumerar parágrafos posteriores</p>
Alterar	<p><b>3.2.6. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NA DISTRIBUIÇÃO</b></p> <p><del>38</del> Os recursos da CDE também visam custear benefícios nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, de que trata o artigo 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 <i>e os artigos 22 e 25 da Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022.</i></p>
Incluir	<p><del>39</del> Os benefícios custeados pela CDE são destinados aos seguintes usuários do serviço de distribuição, nos termos da regulamentação da ANEEL: ..... <i>h. consumidores que participam do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE.</i></p>
Incluir	<p><i>40. As previsões de gastos da CDE com benefícios tarifários na distribuição, dos itens de "a" a "g" do parágrafo anterior, a serem consideradas para aprovação do orçamento anual da CDE serão feitas pela ANEEL, a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano.</i></p> <p><i>41. As previsões de gastos da CDE com o benefício tarifário do SCEE, a ser considerado para aprovação do orçamento anual da CDE será feita pela ANEEL, a partir de informações referentes aos benefícios tarifários concedidos nos processos tarifários, à</i></p>



Pág. 32 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

	<p><i>projeção de crescimento da energia gerada divulgada pela EPE, a projeção do IPCA e as regras de transição dispostas na Lei 14.300/2022.</i></p>
Incluir	<p><b>5.1. REGRA DE RATEIO DAS QUOTAS ANUAIS DE CDE USO</b>          .....</p> <p><b>5.1.2. REGRA DE RATEIO DAS QUOTAS ANUAIS DE CDE GD</b>  <i>81. O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE GD será rateado entre os agentes de distribuição de energia, e repassado às tarifas de energia dos consumidores finais cativos, considerando o custo unitário da CDE, definido em R\$ por MWh.</i>  <i>82. O custo unitário e as tarifas de referência da CDE GD serão definidos da mesma forma que os da CDE USO.</i>  <i>83. O mercado dos consumidores cativos do sistema de distribuição é deduzido do mercado Subclasse Residencial Baixa Renda. As informações são obtidas do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.</i>  <i>84. As demais regras de rateio da CDE GD permanecem as mesmas que as da CDE USO.</i></p>
Incluir	<p><b>10. DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS</b>          .....</p> <p><i>158. A subvenção aos benefícios tarifários dos consumidores com instalação de MMGD, dispostos no item 3.2.6, é temporária, de acordo com o disposto no art. 26 e 27 da Lei 14.300/2022.</i></p>



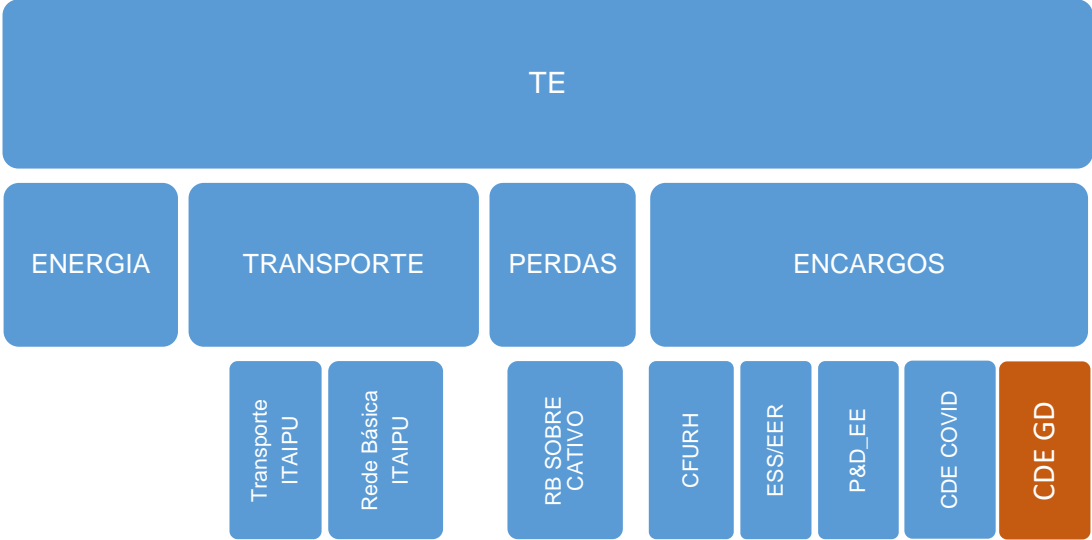


Pág. 33 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

## Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

### Submódulo 7.1

#### PROCEDIMENTOS GERAIS

incluir	<p><b>8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – TE</b></p> <p>.....</p> <p>21. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:</p> <p>II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:</p> <p><i>e)Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída – CDE GD</i></p>
incluir	 <p><b>Figura 2: Funções de custos e componentes tarifários da TE</b></p>
incluir	<p><b>9. INCIDÊNCIA DA TE</b></p> <p>23. Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 7 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:</p> <p><i>II. Para a subclasse baixa renda, o item e (CDE GD) do inciso II do parágrafo 21 deste Submódulo;</i></p> <p><i>III. Na parcela da energia compensada no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), as funções de custos da TE Energia (inciso I, §21) e Transporte (inciso III, §21).</i></p>

Pág. 34 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

## Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

### Submódulo 7.2

#### TARIFAS DE REFERÊNCIA

incluir	<p>52. As Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.</p> <p><i>53. Para o componente TE CDE GD as Tarifas de Referência obedecerão a trajetória definida na Tabela 2 deste Submódulo.</i></p>
---------	---

\*Renumerar os demais parágrafos com a inclusão do novo parágrafo 53



Pág. 35 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

## Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

### Submódulo 7.3

#### TARIFAS DE APLICAÇÃO

Incluir	<p><b>5. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS</b></p> <p>24. Benefícios tarifários são descontos e subsídios incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme segregação abaixo:</p> <p><i>j) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): desconto em componentes tarifários não associados ao custo da energia e não remuneradas pelo usuário na parcela de consumo de energia compensada, nos termos da Lei n. 14.300 de 06 de janeiro de 2022, obedecendo as regras de transição aplicáveis.</i></p>
Alterar	<p><b>5.3. COBERTURA DOS SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS</b></p> <p>33. Serão homologados no processo tarifário ou em processo específico, os valores previstos referentes aos benefícios tarifários de que trata o item 5.1 deste Submódulo, a serem custeados com recursos da CDE, conforme <i>Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022 e Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, observando:</i></p> <p><i>I.- Para as distribuidoras classificadas pela ANEEL com mercado próprio anual inferior a 700 GWh, nos termos do Submódulo 11.1 do PRORET, a CDE irá recuperar, a partir de 7 de janeiro de 2023, a receita associada ao benefício tarifário aplicado à energia compensada dos consumidores participantes do SCEE;</i></p> <p><i>II.- Para as demais distribuidoras não enquadradas no inciso I anterior, a CDE irá recuperar, a partir de 7 de janeiro de 2023, a receita associada ao benefício tarifário aplicado à energia compensada dos consumidores participantes do SCEE que <b>não</b> sem enquadrem nas condições dispostas no art. 26 da Lei n. 14.300 de 2022: existentes em 06 de janeiro de 2022 ou que tenham, até 06 de janeiro de 2023, protocolado junto à distribuidora solicitação de acesso (orçamento de conexão), aceito nos termos da regulamentação da ANEEL.</i></p>
Incluir	<p><b>9. TARIFA DE APLICAÇÃO – SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)</b></p> <p><i>46. Aplica-se período de transição dos benefícios tarifários aplicados à parcela de consumo de energia compensada, nos termos da Lei n. 14.300 de 06 de janeiro de 2022, a seguir detalhada.</i></p> <p><i>I.- Sistema de geração distribuída, participante do SCEE, existente em 06 de janeiro de 2022 ou que tenha, até 06 de janeiro de 2023, protocolado solicitação de acesso (orçamento de conexão), aceito nos termos da regulamentação da ANEEL:</i></p> <p><i>a) o benefício tarifário será de 100% da tarifa de aplicação aplicada a parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2045.</i></p> <p><i>II.- Novo Sistema de geração distribuída, participante do SCEE, que não se enquadre na condição disposta no inciso I anterior, caracterizado como minigeração distribuída acima de</i></p>

Pág. 36 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

*500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, até 31 de dezembro de 2028:*

*a) o benefício tarifário será de uma razão da tarifa de aplicação aplicada a parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2028:*

*i.60% do componente TUSD Fio A;*

*ii.100% dos componentes da TUSD: ONS, CDE, CDE CONTAS, PROINFA;*

*iii.100% da função de custo TUSD PERDAS;*

*iv.100% da função de custo TUSD OUTROS;*

*v.100% da função de custo TE PERDAS;*

*vi.100 % dos componentes da função de custo TE ENCARGOS: CFURH, ESS/EER, CDE COVID, CDE GD, CDE ELET;*

*vii.100% da função de custo TE OUTROS.*

*III.- Novo Sistema de geração distribuída, participante do SCEE, que não se enquadre nas condições dispostas nos incisos I e II anteriores, até 31 de dezembro de 2028:*

*a) o benefício tarifário será uma razão da tarifa de aplicação incidente à parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2028, observando a seguinte trajetória:*

*i.100% das funções de custos TUSD TRANSPORTE FIO A, TUSD PERDAS, TUSD ENCARGOS, TUSD OUTROS, TE PERDAS, TE ENCARGOS e TE OUTROS.*

*ii.A razão TUSD fio B disposta na tabela 1, por ano civil.*

<i>Período de aplicação</i>	<i>Benefício sobre o componente TUSD FIO B (%)</i>
<i>De 07/01/2023 a 31/12/2023</i>	<i>85%</i>
<i>De 01/01/2024 a 31/12/2024</i>	<i>70%</i>
<i>De 01/01/2025 a 31/12/2025</i>	<i>55%</i>
<i>De 01/01/2026 a 31/12/2026</i>	<i>40%</i>
<i>De 01/01/2027 a 31/12/2027</i>	<i>25%</i>
<i>De 01/01/2028 a 31/12/2028</i>	<i>10%</i>

*\* A função de custos TE Outros e TUSD Outros está sendo criada na CP 27/2022.*



Pág. 37 da Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL, de 21/10/2022.

ANEXO – Alteração na REN 1.003 de 1º de fevereiro de 2022

ANEXO I

ESTRUTURA DO PRORET – RELAÇÃO DE MÓDULOS E SUBMÓDULOS

Quadro I – Versões Vigentes

Onde se lê:

MÓDULOS	Anexo	Versão	VIGÊNCIA
Submódulo 5.2 – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	XXXIX	1.1C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais	LI	2.6	Desde 7/04/2022
Submódulo 7.2 – Tarifas de Referências	LII	2.4	Desde 7/04/2022
Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação	LIII	2.3C	Desde 1º/08/2022

Leia-se:

MÓDULOS	Anexo	Versão	VIGÊNCIA
Submódulo 5.2 – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	XXXIX	1.2	Desde XX/XX/2022
Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais	LI	2.7	Desde XX/XX/2022
Submódulo 7.2 – Tarifas de Referências	LII	2.5	Desde XX/XX/2022
Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação	LIII	2.5	Desde XX/XX/2022

Quadro II – Versões Anteriores

Onde se lê:

Submódulo	Versão	Ato	Aprovação	Vigência de:	Até:
7.2	2.2	REN	912/2021	02/02/2021	28/02/2022
7.1	2.2C	REN	1.008/2022	01/03/2022	09/04/2022

Leia-se:

Submódulo	Versão	Ato	Aprovação	Vigência de:	Até:
7.2	2.3	REN	912/2021	02/02/2021	28/02/2022
7.2	2.2C	REN	1.003/2022	01/03/2022	06/04/2022

Incluir:

Submódulo	Versão	Ato	Aprovação	Vigência de:	Até:
5.2	1.1C	REN	1.003/2022	1º/3/2022	XX/XX/XXXX
7.1	2.6	REN	1.008/2022	7/04/2022	XX/XX/XXXX
7.2	2.4	REN	1.008/2022	07/04/2022	XX/XX/XX
7.3	2.3C	REN	1.003/2022	1º/03/2022	31/07/2022
7.3	2.4C	REN	1.028/2022	1º/08/2022	XX/XX/XX