

OFÍCIO nº 8/2022-SRM/ANEEL

Brasília, 31 de janeiro de 2022.

À Senhora
Agnes Maria de Aragão da Costa
Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília – DF

Assunto: Estudo sobre a abertura do mercado livre de energia, de que trata a Portaria MME nº 465, de 12/12/2019.

Prezada Senhora,

1. Em atendimento ao § 6º, do art. 1º, da Portaria nº 514, de 27/12/2018, alterada pela Portaria nº 465, de 12/12/2019, encaminho anexa Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022, que traz estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. O Estudo contemplou discussão pública, por meio da Tomada de Subsídios n. 10, de 2021, com cerca de 700 contribuições de 52 instituições.

Atenciosamente,

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



Nota Técnica nº 10/2022–SRM/ANEEL

Em 31 de janeiro de 2022.

Processo: 48500.002891/2021-67.

Assunto: Medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024, em atendimento à Portaria MME nº 465, de 12/12/2019.

II - DOS FATOS

2. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, criou o consumidor livre de energia elétrica e estabeleceu em seu art. 15, § 3º, que, a partir de 7/7/2003, o poder concedente poderia reduzir os limites de carga e tensão para o exercício da opção de contratação do fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica, conforme estabelecido nos artigos 15 e 16.

3. A Lei nº 9.427, de 26/12/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criou o consumidor especial de energia elétrica.

4. A Lei nº 10.848, de 15/3/2004, e o Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, trazem as principais disposições e definições acerca da comercialização de energia elétrica, dentre elas a definição do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL):

- ACR: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; e

* 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 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- ACL: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

5. Em 27/12/2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) editou a Portaria nº 514, que regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.

6. Em vista das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 33, de 2017, por meio da Portaria nº 187, de 4/4/2019, o MME instituiu Grupo de Trabalho (GT Modernização), destinado ao desenvolvimento de propostas de Modernização do Setor Elétrico, sendo a Abertura do Mercado, um dos Grupos Temáticos do GT Modernização.

7. Em 29/10/2019, foi instituído pela Portaria MME nº 403, o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM), com a finalidade de viabilizar a efetiva execução do plano de ação de que trata o art. 5º, § 4º, da Portaria MME 187/19.

8. A Portaria nº 514 apresenta um cronograma de abertura do mercado, o qual foi posteriormente atualizado pela Portaria nº 465, de 12/12/2019, que dispõe ainda o seguinte:

“§ 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.”

9. Em 16/12/2020, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), encaminhou à ANEEL, estudo que trata da abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica (Carta CT-0087/2020).

10. Por meio da Nota Técnica (NT) nº 50/2021–SRM/ANEEL, de 16/6/2021, foi instaurada a Tomada de Subsídios (TS) nº 10/2021, com período de contribuições entre os dias 18/6 a 17/8/2021, com o objetivo de obter subsídios à elaboração do estudo de que trata a Portaria MME nº 465/2019.

11. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) encaminhou ao MME, por meio da Carta CT-CCEE05492/2021, de 29/9/2021, NT com proposta conceitual para a abertura do mercado.

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

Pág. 3 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

III - DA ANÁLISE

12. A TS nº 10/2021 submeteu à apreciação da sociedade, uma série de questões consideradas relevantes para propiciar um melhor entendimento dos principais aspectos relacionados à abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW.

13. Foram recebidas 692 respostas às questões apresentadas na TS 10/2021, de 52 instituições: Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Geração Distribuída – ABGD, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre – ABRACE, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE, Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE, Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, Instituto Acende Brasil – AcendeBrasil, AES Brasil – AES, Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, Casa dos Ventos, Conselho de Consumidores da Enel/RJ – CCEnel-RJ, Centrais Elétricas de Santa Catarina Distribuição S.A – CELESC, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Comerc Energia – Comerc, Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica – CONACEN, Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas – CONCEL, Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Mato Grosso – CONCEL-MT, Conselho de Consumidores da CEMIG – ConCEMIG, Conselho de Consumidores da EDP Espírito Santo – ConEDP-ES, Conselho de Consumidores da EDP São Paulo – ConEDP-SP, Conselho de Consumidores da Área de Distribuição da DCELT – ConDECELT, Conselho de Consumidores de Energia Elétrica da Elektro – ConElektro, Conselho de Consumidores da Enel São Paulo – CONSELPA, Companhia Paranaense de Energia – COPEL, Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento – COPREL, Grupo CPFL Energia – CPFL, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista/ Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga – COCEN, Dínamo Energia – Dinamo, EDP Energias do Brasil S.A. – EDP, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, Grupo Enel Energia – Enel, Grupo Energisa – Energisa, Engie Brasil Energia – Engie, Grupo Equatorial Energia – Equatorial, Essenz Soluções – Essenz, Furnas Centrais Elétricas S/A – Furnas, Ibitu Energia – Ibitu, Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC, Lemon Energia – Lemon, Landis+Gyr Equipamentos de Medição Ltda – Landis+Gyr, Light Serviços de Eletricidade S/A – Light, Grupo Ludfor Energia – LUDFOR, Neoenergia, Omega Energia – Omega, Petrobras Distribuidora – PETROBRAS, Statkraft Energias Renováveis – STATKRAFT, Altair Prudenciati e Paulo Amadi de Faria. Essas respostas foram compiladas no Anexo I. As contribuições completas podem ser acessadas no sítio eletrônico da Agência.

14. As respostas às questões serão discutidas e avaliadas, de modo a propiciar a elaboração do entendimento da SRM acerca do tema. Esse entendimento, seguido das conclusões apresentadas na presente NT, compõe o estudo de que trata a Portaria 465/2019.

15. Ressalta-se que este trabalho não tem como produto final a expedição de ato normativo pela ANEEL, mas a elaboração de um estudo com o levantamento de medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Todas as contribuições, assim como o posicionamento da CCEE apresentado na

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

Pág. 4 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

Carta CT-CCEE05492/2021, foram considerados para a elaboração desta NT.

16. A análise e discussão sobre cada assunto objeto das perguntas apresentadas na TS 10/2021 será tratado nas subseções seguintes.

III.1. Dos impactos advindos da abertura do mercado de energia

17. A primeira pergunta submetida à TS buscou iniciar a discussão sobre os impactos, positivos e negativos, que a abertura do mercado pode trazer ao setor elétrico brasileiro e a sociedade como um todo. O objetivo dessa primeira pergunta foi consolidar a percepção da sociedade sobre os impactos decorrentes da abertura do mercado, prevista pela Portaria MME 465/2019.

18. As respostas à pergunta 1 (*Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?*), constam dos itens 1 a 39 do Anexo I.

19. Dentre os impactos alegados como positivos à abertura do mercado livre de energia elétrica, destacamos os seguintes:

- maior liberdade para os consumidores negociarem e escolherem seus fornecedores de energia;
- maior competição na venda de energia e aumento da eficiência entre os fornecedores;
- mais autonomia e melhor gestão de preferências e riscos por parte do consumidor;
- o consumidor assume um papel mais ativo, podendo optar por uma variedade de produtos, prazos e preços que melhor atendem o seu perfil de consumo;
- ao exercer o poder de escolha, os consumidores poderiam se beneficiar de melhores preços;
- possibilidades para os consumidores orientarem suas escolhas não somente por preços, mas também de acordo com outros direcionadores, como a responsabilidade ambiental, qualidade de atendimento e relacionamento com seu comercializador;
- estímulo à inovação e criação de novos produtos e serviços (novas estruturas tarifárias, diferentes estratégias de contratação de energia, soluções de eficiência energética, resposta da demanda, agregadores de carga e novas formas de interação com o cliente), com foco em tecnologia para atender o novo mercado de consumidores;
- maior percentual do consumo reagindo a preço;
- intensificação da concorrência na aquisição de energia no mercado atacadista;
- aumento da eficiência econômica no setor elétrico e da produtividade das empresas;
- maior previsibilidade e transparência dos custos;
- possibilidade de escolha da fonte de origem da geração de eletricidade para atendimento a metas corporativas ou pessoais de sustentabilidade;

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

Pág. 5 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- redução da interferência governamental no mercado de energia elétrica e na expansão do sistema;
- expansão por meio de fontes mais eficientes e por meio de produtos mais customizados aos interesses dos consumidores;
- maior liquidez tanto no varejo quanto no mercado atacadista;
- modernização e padronização dos sistemas de medição;
- poderá alavancar o desenvolvimento do processo de medição, uma vez que seria ampliada a infraestrutura do parque de medição e a melhoria dos equipamentos disponibilizados;
- extinção da reserva de mercado para energia incentivada;
- redução do peso da sobrecontratação estrutural verificada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR); e
- mitigar a função arrecadadora do setor desempenhada hoje predominantemente pela distribuidora.

20. Com relação aos impactos alegados como negativos, destacamos os seguintes:

- risco de sobrecontratação das distribuidoras;
- precificação potencialmente mais instável e possibilidade de aumento das tarifas para os consumidores que permanecerem no ACR se as regras atualmente em vigor não forem alteradas e as distorções corrigidas;
- aumento da CDE devido à migração de consumidores que compram energia de fontes incentivadas;
- risco associado à incerteza sobre as soluções adotadas para o tratamento dos contratos legados, perdas elétricas, receitas irrecuperáveis e subsídios tarifários;
- a depender das escolhas regulatórias, pode-se incorrer em problemas de duplicação de estruturas administrativas e comerciais, deseconomias de escala e de escopo e imposição de riscos adicionais aos agentes, com elevação de custos ao setor;
- prejuízos percebidos pelo consumidor, devido ao pouco conhecimento sobre as regras do mercado, vulnerabilidade técnica e econômica dos pequenos consumidores, práticas comerciais abusivas, baixo grau de amadurecimento para gerir contratos de suprimento de energia e para negociação das demais condições contratuais;
- custo elevado de adequação do sistema de medição de faturamento;
- consumidores e comercializadores podem ficar mais expostos ao risco (exposição ao preço de curto prazo, inadimplência, não atendimento aos contratos etc), aumentando a probabilidade de falência de agentes supridores de energia e o risco de judicialização nos casos de más escolhas, arrependimentos e assimetria de informação;
- diminui a discricionariedade do planejador e diminui a abrangência dos leilões centralizados de energia que, atualmente, são o principal mecanismo utilizado para contratar, juntamente com energia, outros requisitos necessários para a garantia do fornecimento, tais como potência e flexibilidade;

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

Pág. 6 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- aumento do risco de mercado com o possível surgimento de novas comercializadoras;
- possibilidade de propagação de risco em cadeia, resultando em risco sistêmico, na ausência de mecanismos de segurança de mercado mais robustos;
- sobrecarga do portfólio de clientes das distribuidoras com potenciais consumidores inadimplentes e vulneráveis;
- maior complexidade para regulação e fiscalização;
- dificuldade de viabilização de empreendimentos estruturantes apenas com a receita oriunda do atributo de capacidade (caso seja efetivada a separação de lastro e energia), uma vez que sem contratos de venda de energia de longo prazo, dificultará a garantia do financiamento destes projetos; e
- proposta de regulamentação de abertura de mercado via portaria pelo MME seria considerada frágil.

21. Além dos impactos alegados como negativos, outros pontos foram apresentados pelos agentes e associações como importantes de serem discutidos e endereçados de forma prévia ou concomitante ao processo de abertura do mercado, sob pena de impactarem negativamente ou até inviabilizarem este processo. Muitos desses pontos, elencados abaixo, fazem parte das contribuições apresentadas a outras perguntas da TS e serão abordados nas próximas seções dessa NT:

- modernização da estrutura tarifária e do modelo de remuneração das atividades, a fim de que se assegure a sustentabilidade do fio e da energia;
- separação dos negócios de distribuição, em gestão do fio e gestão da energia;
- preparação inicial e ampla comunicação com os consumidores sobre as mudanças na forma de contratar energia;
- modernização na formação dos preços de energia, visando a migração para o modelo de oferta de preços e quantidades;
- sinal locacional na transmissão e distribuição;
- não necessidade de o consumidor estar 100% contratado;
- tratamento dos contratos legados;
- segurança do suprimento: a expansão da oferta de energia deve ser suportada por todos os consumidores, pois hoje essa expansão é assegurada pelos consumidores do ACR;
- redução das assimetrias entre ACR e ACL com alocação equilibrada do custo da confiabilidade do sistema;
- racionalização e flexibilização da gestão de portfólio das distribuidoras;
- flexibilidade ao atendimento da contratação da carga;
- tratamento adequado aos Recursos Energéticos Distribuídos, incluindo GD;
- estabelecimento do comercializador regulado e supridor de última instância;
- garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia;
- modernização e aperfeiçoamento dos sistemas da CCEE devido à migração de grande quantidade de consumidores;

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

Pág. 7 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- promover a simplificação de regras (prazos, processos, custos etc), tanto no relacionamento com a CCEE como com as distribuidoras de energia;
- aprimoramento do comercializador varejista; e
- necessidade de mudanças para garantir a segurança das operações no mercado livre.

III.2. Da opção de escolha do fornecedor de energia elétrica

22. A pergunta 2 (*A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?*) questionou se a opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores com carga inferior a 500 kW de forma facultativa ou existem situações em que a migração ao ACL não deve ser permitida.

23. A maioria das respostas (itens 40 a 65 do Anexo I) foi no sentido de permitir a escolha de fornecedor, de forma voluntária, a todos os consumidores que façam jus a essa possibilidade, a exceção dos consumidores que possuam subsídios tarifários, a exemplo daqueles beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

24. A solução proposta pelos agentes para permitir a migração desses consumidores é que o consumidor que optar pela migração deve manter somente o recebimento daqueles subsídios vinculados à parcela da tarifa de fio, renunciando ao desconto na parcela da tarifa de energia. Além disso, a ABRADDE sugere que, caso a migração resulte em duas hipóteses de desconto (benefícios tarifários a consumidores baixa renda, saneamento, irrigantes etc e em função da compra de energia incentivada) o consumidor deve optar por apenas uma hipótese de aplicação. Ou seja, teria que escolher entre o desconto atrelado ao subsídio tarifário ou o desconto na tarifa de uso devido a compra de energia de fonte incentivada.

25. Consumidores inadimplentes com suas obrigações junto às distribuidoras e consumidores inseridos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) também foram apresentadas como características impeditivas à migração. No caso dos consumidores enquadrados na REN 482/2012, a Enel sugere que estes possam migrar, desde que percam os descontos associados ao ACR, o que implica em deixar de fazer parte do SCEE.

26. Segundo a ABRADDE e a Equatorial Energia, a migração de consumidores participantes do SCEE teria o condão de aprofundar distorções presentes nesse sistema.

27. A CPFL ressalta que *“os subsídios são estipulados em Lei e que a regulação atua em harmonia com a política pública definida pelo legislador. Todavia, não se considera razoável a manutenção de subsídios pelos consumidores que optarem pela migração ao mercado livre. Portanto, não há que se falar em vedação à migração para determinadas classes de consumidores, porém o consumidor que optar por migrar ao mercado livre não fará jus a subsídios. Nessa proposta, cada consumidor analisaria o custo de oportunidade do subsídio, considerando a melhor alternativa de acordo com seus critérios pessoais”*.

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

Pág. 8 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

28. Grande parte das contribuições apresentadas para esse tema consideram que, uma vez definida a abertura do ACL para um novo grupo de consumidores, seja por redução do requisito de consumo, demanda, nível de tensão ou qualquer outro critério definido em Lei ou pelo poder concedente, a possibilidade de escolha de fornecedor deve ser dada a todos esses consumidores. Assim, a abertura poderia ser feita de forma gradual, facultando ao consumidor a possibilidade de escolha. Essa gradualidade da abertura será discutida na próxima seção.

29. A forma de rateio é definida por política pública, que poderia vir a ser reavaliada. No entanto, no caso de migração, dificuldades operacionais associadas ao tratamento dos benefícios alocados à TUSD ou à Tarifa de Energia (TE) não deveriam balizar a decisão de restringir o recebimento de subsídios. Ademais, existem alternativas para possibilitar que esses consumidores continuem recebendo subsídios mesmo que no ACL: qualquer fornecedor do ambiente livre poderia repassar o subsídio a que o consumidor tem direito, sendo ressarcido por isso. Portanto, o recebimento de subsídios decorrentes de políticas públicas não deveria ser motivo para vedar a migração ao ACL de consumidores que recebem tais subsídios. A discussão sobre quem deve atender esse tipo de consumidor fez parte da questão 4.1 e é realizada na seção III.4.

30. Quanto ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estabelecido para os consumidores no ACR, o consumidor, ao migrar para o ACL, deixa de fazer parte do SCEE (a Lei nº 14.300, de 6/1/2022, veda a adesão de consumidores livres ou especiais ao SCEE).

31. Face ao exposto, foi identificada a necessidade de aprimoramento das REN que tratam do estabelecimento de condições e requisitos para permitir a migração (estar adimplente e comunicar a decisão de saída para a distribuidora, por exemplo), atualmente disciplinada nas REN 247/2006, 376/2009 e 1000/2021¹.

III.3. Do tratamento dos contratos legados

32. Como as distribuidoras já contrataram energia para atendimento de seu mercado, por meio de contratos de longo prazo, à medida que os consumidores optarem por migrar para o ACL, o mercado das concessionárias de distribuição será reduzido. Essa redução do mercado pode deixar as distribuidoras sobrecontratadas, o que pode resultar na elevação das tarifas para os consumidores que permanecerem no ACR. O risco de sobrecontratação das distribuidoras foi um dos principais pontos negativos, apresentados na resposta à questão 1 da TS. De fato, conforme destacado na NT 50/2021, o tratamento da energia já contratada pelas concessionárias de distribuição é um dos temas mais críticos relacionados ao processo de abertura do mercado livre de energia elétrica.

¹ REN nº 247, de 21/12/2006: estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências; REN nº 376, de 25/8/2009: estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências; REN nº 1.000, de 20/12/2021: estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

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

Pág. 9 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

33. Para que a abertura do mercado seja feita de modo sustentável, respeitando os contratos vigentes das concessionárias de distribuição (os chamados contratos legados: contratos resultantes de leilões de energia existente, energia nova, fontes alternativas, Itaipu para as distribuidoras cotistas, PROINFA, projetos estruturantes, geração própria, bilaterais regulados, geração distribuída, Angra I e II e cotas de garantia física), sem acarretar em custos adicionais apenas aos consumidores remanescentes das distribuidoras (cativos), faz-se necessário definir o tratamento da energia contratada pelas concessionárias de distribuição.

34. Desta maneira, em resposta à questão 3 da TS (*Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?*), os agentes e instituições apresentaram diversas contribuições (itens 66 a 108 do Anexo I), que podem ser agregadas e resumidas nos seguintes pontos:

- Respeito aos contratos: os contratos legados devem ser respeitados integralmente no que tange a prazo, preço e volume, o que traz segurança jurídica e estabilidade ao modelo;
- Abertura escalonada: condicionar a abertura à redução dos contratos legados;
- Mecanismos de gerenciamento do portfólio de contratos: aprimorar os mecanismos de contratação, descontração e gerenciamento dos contratos vigentes;
- Regra de transição: caso a abertura escalonada e o aperfeiçoamento dos mecanismos de gerenciamento do portfólio não sejam suficientes para mitigar a sobrecontratação, pode-se criar uma regra de transição para não transferir o custo da sobrecontratação somente aos consumidores do ACR. Isso pode ser feito por meio de um encargo pago por todos os consumidores (ACR e ACL), pago pelo ACR e por aqueles que migrarem após a abertura ou somente pelos consumidores do ACL; e
- Não aumentar os contratos legados e priorizar a contratação via reserva de capacidade: o aumento dos contratos legados não contribui para reduzir a sobrecontratação e a contratação via reserva de capacidade, se bem sucedida, aloca os custos da segurança do suprimento a todos os consumidores (ACR e ACL).

35. A preocupação com o respeito aos contratos vigentes foi manifestada em quase todas as contribuições.

36. A ABRADDEE, por exemplo, destaca que o respeito aos contratos e a segurança jurídica são pilares essenciais para a manutenção da atratividade dos investimentos em infraestrutura no país e que alterações somente poderiam ocorrer com a anuência dos geradores. Ou seja, quaisquer alterações em contratos, por meio de aditivos contratuais, só podem ser realizadas com a concordância das partes envolvidas.

37. Cada uma das propostas será tratada nas subseções a seguir (III.3.1 a III.3.4) e na última subseção será apresentado o posicionamento da CCEE, exposto na Carta CT-

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



Pág. 10 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

CCEE05492/2021, de 29/9/2021.

III.3.1 Abertura escalonada

38. De acordo com o cronograma apresentado na Portaria MME nº 465/19 (Figura 1), a abertura do ACL para consumidores com carga inferior a 500 kW deverá ocorrer a partir de 1º de janeiro de 2024. Contudo, isto não significa que a partir dessa data, todos os consumidores abaixo desse requisito de carga serão elegíveis a migrar para o mercado livre de energia. Vale lembrar que os consumidores do grupo B² não possuem contratação de demanda e, portanto, outros critérios (consumo ou nível de tensão, por exemplo) devem ser definidos para permitir a migração desse grupo.

39. Assim, o cronograma de redução dos requisitos para migração a partir de 2024 deve ser ainda definido por parte do MME ou por legislação específica.

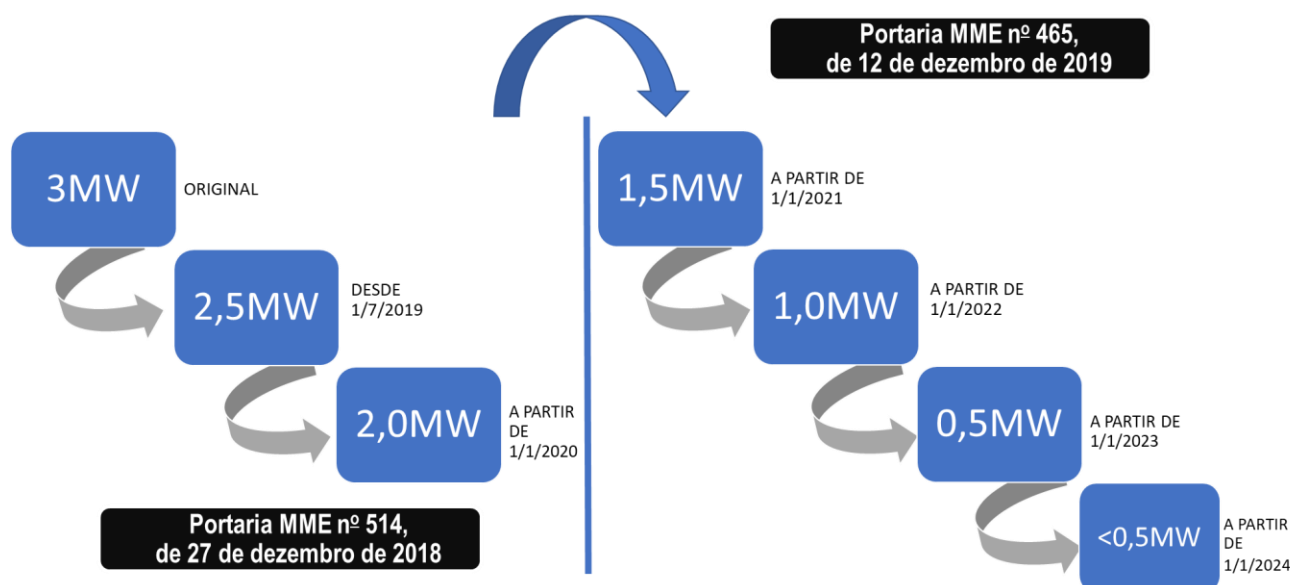


Figura 1 – Cronograma de flexibilização dos requisitos para participação no ACL

40. Uma das alternativas para minimizar os efeitos da sobrecontratação é condicionar o cronograma de abertura à redução dos contratos legados. Essa alternativa foi proposta em diversas contribuições.

41. A ABRACEEL apresentou proposta de cronograma de abertura de forma escalonada, embasada em dados de contratação e mercado potencial.

42. O estudo levou em consideração cenários possíveis, tendo em vista algumas oportunidades para revisão dos legados nos próximos anos. Considerando o cenário que envolve o fim das cotas compulsórias da energia de Itaipu para as distribuidoras do Sul e Sudeste-Centro-

² Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos: residencial (B1); rural (B2); demais classes (B3); e Iluminação Pública (B4).

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

Pág. 11 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

Oeste, a partir de 2024, e a descotização das usinas da Eletrobras, prevista na Lei 14.182/2021, a ABRACEEL entende que é possível avançar na abertura de mercado já no curto prazo.

43. Além disso, salienta que, conforme observado pela experiência internacional, uma parcela dos consumidores não encontra motivação para migrar de fornecedor, compondo um mercado residual que permanece atendido pelas atuais distribuidoras ou por suas comercializadoras eventualmente sucedâneas. Com base em estudos que analisam a experiência internacional, foi considerado esse fator de 5% para a alta tensão e para a baixa tensão entre 25% e 67%, para as faixas mais altas e baixas de consumo, respectivamente. Assim, o cronograma de abertura proposto (Figura 2) se inicia em 2024 e em 2025 toda a alta tensão estaria abarcada. Até 2027 toda a baixa tensão. Tais estudos foram realizados em março de 2021, antes da descotização da Eletrobras ter sido prevista na Lei 14.182/2021.

Faixa de Demanda/Consumo		Abertura
Alta tensão	500 a 51 kW	2024
	≤ 50 kW	2025
Baixa tensão	≥ 1.001 kWh	2025
	B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh	2026
	B1 ≤ 220 kWh	2027

Figura 2 – Cronograma de abertura do ACL proposto pela ABRACEEL

44. Adicionalmente à proposta encaminhada pela carta CT-CCEE05492/2021, a CCEE apresentará estudos detalhados sobre o perfil de contratação das distribuidoras e sobre o mercado potencial para migração ao ACL. Por meio desses estudos será possível considerar alguns cenários para avaliar a sobrecontratação, condicionada à migração ao ACL e com isso, auxiliar no processo de definição do cronograma de abertura.

III.3.2 Mecanismos de gerenciamento do portfólio de contratos

45. Foram apresentadas diversas propostas para aperfeiçoamento e alterações nos mecanismos de gerenciamento do portfólio de contratos das distribuidoras, com foco na redução da sobrecontratação e, conseqüentemente, redução dos impactos sobre tarifas no mercado regulado.

46. Esse tema é discutido em outros processos, como o de aprimoramento da gestão contratual de energia elétrica das distribuidoras (SIC nº 48500.002730/2020-92) e também no CIM. Observamos que a gestão contratual está fundamentalmente ligada aos preços dos contratos já celebrados pelas distribuidoras.

47. Diante do exposto, o objetivo desta subseção é elencar as possibilidades de alternativas propostas na TS 10, relativamente aos mecanismos de gestão contratual, sem, no entanto, julgar o mérito de cada alternativa proposta.

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

Pág. 12 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

48. Propostas encaminhadas pelos agentes para aperfeiçoar os mecanismos de gerenciamento do portfólio de contratos e mitigação da sobrecontratação das distribuidoras:

- aprimorar os mecanismos de gestão contratual previstos na regulação, como o Mecanismo de Vendas de Excedentes (MVE) e o Mecanismo de Contratação de Sobras e Déficits (MCSD);
- regulamentar o mecanismo competitivo de descontração previsto na Lei nº 14.120/2021;
- permitir a livre negociação de seus contratos entre geradores e distribuidores;
- permitir a transferência de CCEARs entre distribuidoras (ou comercializadores regulados), de forma bilateral;
- permitir às Distribuidoras o direito de vender eventual sobra de energia no mercado livre;
- permitir que geradores com empreendimentos em operação tornem-se novamente elegíveis a participarem dos mecanismos de descontração;
- possibilitar a melhor gestão do lastro contratual através de ferramentas flexíveis de negociação dos contratos legados;
- implementar mecanismo de “Leilão de Venda” da energia sobrecontratada com produtos de suprimentos de 3 a 5 anos, não fazendo *bid* de preço (diferentemente do que ocorre no MVE) e com repasse integral às tarifas;
- direcionar as cotas de energia nuclear para todos os consumidores, cativos e livres, mediante pagamento de um valor regulado pela Aneel, como já estabelecido para a usina Angra 3 nos termos do artigo 10 da Lei 14.120/2021;
- extinguir as cotas de Itaipu e passar a comercializar sua energia tanto no ACL quanto no ACR, devendo ser alterada a Lei 5.899/1973;
- devolver as cotas de Garantia Física (Lei 12.783/2013) para os geradores, a critério deles, que voltariam a ter o regime de Produtor Independente de Energia e poderiam comercializar energia tanto no ACL quanto no ACR;
- tratar a descotização das usinas da Eletrobras, a partir da alocação dos novos recursos da CDE, de acordo com a realidade tarifária de cada concessão, tal que o rateio dos recursos busque de fato minimizar o impacto individual de cada distribuidora;
- promover mecanismos de descontração das usinas térmicas por disponibilidade, para posterior recontração como reserva de capacidade; e
- segregar lastro e energia de todos os contratos, novos e legados, e alocar o custo do lastro, via encargo de forma proporcional a todos os consumidores.

49. Estas alternativas, muitas delas já discutidas no âmbito da CP 37/2020 (Processo 48500.002730/2020-92), estão relacionadas ao gerenciamento dos contratos das distribuidoras em regime permanente. Ou seja, podem ser discutidas e eventualmente aplicadas, independentemente da realização do processo de abertura do mercado. Caso a abertura do mercado seja atrelada ao montante contratual da distribuidora, a gestão contratual ditará o ritmo dessa abertura.

50. Como medida de transição para o gerenciamento dos contratos legados, foram apresentadas algumas alternativas, descritas na próxima seção.

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



Pág. 13 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

III.3.3 Regra de transição

51. Mesmo considerando uma abertura gradual e o aperfeiçoamento dos mecanismos de gerenciamento do portfólio das distribuidoras, é possível que os consumidores do ACR tenham que arcar com custos adicionais decorrentes do processo de migração.

52. Quanto à possibilidade de aumentos tarifários devido à essa migração, o § 5º, do art. 15, da Lei 9.074/95, dispõe o seguinte:

“§ 5º O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.”

53. Diante disso, o objetivo dessa regra de transição, apresentada pelos agentes em suas contribuições, é mitigar os aumentos tarifários até que as distribuidoras consigam reduzir a sobrecontratação decorrente do processo de migração.

54. A ABRACE propõe que, assegurado o máximo esforço das concessionárias para reduzir a energia sobrecontratada, caso haja algum montante residual, o custo dessa energia seja rateado, por meio de encargo, entre os consumidores remanescentes do ACR e aqueles que migrarem após a abertura do mercado. Estes últimos permaneceriam responsáveis por parte do custo de sobrecontratação, uma vez que a mudança nas regras a respeito de quais consumidores estão aptos a deixar o ambiente regulado pode impactar, de forma não antevista no momento do planejamento e contratação, o mercado da distribuidora.

55. A ABRACE considera o rateio por todos os consumidores dos custos dessa energia proveniente dos contratos legados um erro gravíssimo que deve ser evitado. Argumenta que os consumidores que atualmente já estão no ACL, e fizeram sua opção de compra e tratamento de riscos associados, não podem ser prejudicados por tal encargo. Caso estes consumidores sejam inseridos no rol de pagantes do novo encargo, teríamos o absurdo de preservar as distribuidoras e seus clientes de um custo gerado pela mudança nas regras do jogo mediante repasse destes custos a outros agentes, que não foram de nenhuma forma considerados no dimensionamento do mercado da distribuidora pelas regras vigentes, que não se beneficiam da abertura e que, assim como a distribuidora, não têm gestão sobre a mudança de regras. Estes consumidores que já estão 100% contratados, de acordo com todas as regras do setor, não podem ser prejudicados com mais um custo que estes não deram causa.

56. A ABRADDEE propõe a criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos contratos legados sobre todos os consumidores, do ACL e ACR. Assim, o excesso residual de contratos das distribuidoras – depois de medidas para reduzi-lo, como redução das cotas, venda de excedentes etc – seria vendido ao mercado (pois este excesso possui valor e proporcionaria liquidez ao mercado), e a diferença, positiva ou negativa, entre o preço de mercado e o preço original, seria alocada a todos os consumidores através de um encargo de sobrecontratação. Esse encargo representaria o custo de transição para um ambiente liberalizado e estaria alinhado com discussões

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

Pág. 14 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

regulatórias atuais sobre a necessidade de impor aos consumidores que migram para o mercado livre parte dos custos de decisões tomadas no passado para suprir o seu consumo. Fica, por sua vez, a discussão sobre a alocação desses resultados: (i) apenas aos novos consumidores livres (consumidores regulados atuais que migrarem); ou (ii) todos os consumidores livres, atuais e futuros. A opção (i) poderia tornar o benefício da migração inócuo (pois, no total, o consumidor pagaria aproximadamente a mesma conta). Assim, a migração ocorreria, ao menos no primeiro momento, apenas para o consumidor que está buscando um melhor serviço ou contratos customizados. A opção (ii) divide a conta residual entre todos na impossibilidade da realocação do excesso de contratos no mercado. Essa última opção é de simples implementação e evita a arbitragem de muitos consumidores migrarem ao mesmo tempo antes do regulamento. A ABRADDEE entende que a opção (ii) seria a mais adequada. Ressalta ainda que, pagar a sobrecontratação representa uma fração dos custos de confiabilidade alocados no mercado regulado. Sua origem está na rigidez de contratos desenhados para prover estabilidade a geradores que acabam por contribuir para todo o sistema. Mesmo que não exista sobrecontratação, consumidores regulados já pagam pelo bem público da confiabilidade no preço médio de seu portfólio. Nesse sentido, a alocação mais justa do encargo de sobrecontratação seria a todos os consumidores do ambiente livre. Essa alocação reduziria, ainda que apenas parcialmente, o subsídio cruzado entre ambientes no provimento da confiabilidade via contratos inflexíveis de longa duração.

57. A ABRACEEL apresentou as seguintes opções: *“via uma entidade gestora central ou por meio da comercializadora de energia da atual distribuidora. Se desenhado um mecanismo central para gestão dos legados, alocados em uma entidade já existente como a CCEE, eventuais custos de transição poderiam ser rateados via encargo. Se os legados forem mantidos em caráter bilateral, os ônus e bônus dos contratos seriam assumidos integralmente pela comercializadora de energia da atual distribuidora, o que pode tornar a empresa menos competitiva, dado o portfólio mais caro. Nesse contexto, existiria também uma terceira opção, qual seja, manter os contratos em caráter bilateral com um encargo temporário. Se o preço médio dos contratos legados que o agente assumir for superior a um determinado benchmark de mercado, ele teria direito a diferença que seria custeada via encargo. Pode haver mecanismos para mitigar o custo desse encargo temporário, como a gestão de portfólio compartilhada de distribuidoras que pertençam ao mesmo grupo econômico. A proposta preferencial depende de definição de política pública, mas é importante buscar caminhos que acelerem a abertura de mercado”*.

58. Outras contribuições (itens 66, 74, 88, 91 a 95, 97 e 98) trazem essa proposta de criação de um centralizador de contratos para gerenciar os contratos legados. De forma análoga, a CEMIG sugere que a sobrecontratação da “Distribuidora Brasil” seja rateada entre todos os consumidores de forma semelhante ao Proinfa (consumidor irá pagar o P_{MIX} Brasil e passará a ter direito a uma cota de energia associada).

59. Destaca-se também a contribuição da Light, que traz uma proposta completa de regra de transição para o tratamento dos contratos legados: *“todos os contratos comprados em leilões (CCEARs, Energia de Reserva), assim como outros (cotas, PROINFA), cujo vendedor é um PIE privado, devem ser transformados em “Contratos por Capacidade com Energia Vinculada” (“CCEV”). As receitas, obrigações de performance e prazos desses contratos devem ser mantidas nas condições*

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

Pág. 15 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

originalmente estabelecidas. Todos esses contratos devem ter como parte compradora a CCEE ou outra instância formal específica, que irá colocar essa energia para comercialização no ACL em leilões diários/contínuos em bolsa de energia com clearing. Alternativamente, caso a transformação dos atuais contratos apresente entraves jurídicos, deve-se formatar um processo de cessão dos atuais contratos para a CCEE. A receita obtida pela CCEE na venda da energia será usada para pagar os vendedores dos CCEV. Se a receita for mais do que suficiente, a sobra deverá compor uma conta de reserva para uso nos momentos em que a receita for insuficiente. Se a receita não for suficiente, deverá ser cobrado um encargo de todos os consumidores, via liquidação específica na CCEE, para cobrir a diferença, após o uso da conta de reserva. Ou seja, o mecanismo seria parecido como o que funciona hoje com a Energia de Reserva, mas com a energia produzida sendo vendida em contratos. A gestão da comercialização da energia dos CCEVs poderá ser delegada a agentes gestores terceirizados, cada um sendo responsável por uma parte do bloco de CCEVs, conforme regulamentação específica. O cronograma de conversão dos atuais contratos para CCEVs pode ocorrer de duas formas: gradual, conforme calendário de liberação do mercado, ou numa data única e específica. A comercialização da energia dos CCEVs no ACL, assim como a venda de energia aos consumidores que poderão trocar de fornecedor, deve começar um ano antes do seu início de suprimento/liberação do mercado, de forma antecipada, para viabilizar as estratégias de comercialização, garantir liquidez e estimular a transição suave do processo. Caso seja gradual, a conversão deverá respeitar o PMIX corrente das distribuidoras, de modo a garantir que os consumidores não-migrantes sejam impactados por aumentos do PMIX residual. A energia de usinas amortizadas e relicitadas no sistema de cotas, incluindo Itaipu, ficaria de fora desse esquema e seria destinada para atender os consumidores que permaneceriam no ACR. Caso o montante seja insuficiente no final do processo, deverá ser reservada uma parcela dos contratos CCEVs, ao PMIX Brasil anterior, para atendimento ao ACR. Do contrário, o excedente de energia das usinas amortizadas deverá ser comercializado dentro do pool de CCEVs no ACL em contratos com duração máxima de um ano (não pode ser muito longo para que seja feita a compatibilização anual entre a energia disponível e o requisito do ACR). O crescimento do ACR remanescente, após todo o processo de conversão em CCEVs e da utilização de toda a energia das usinas amortizadas, deverá ser realizado por leilões em moldes semelhantes aos atuais, exceto pela separação de lastro e energia. Caso o preço médio da energia do novo ACR fique acima do patamar atual de tarifa, a CDE deverá cobrir a diferença. O eventual excedente de receita oriundo da comercialização de energia de usinas amortizadas no ACL, após o pagamento aos geradores, poderá compor a CDE para alívio da tarifa do ACR”.

60. Conforme verificado nas contribuições acima, bem como nas demais constantes dos itens 66 a 108, de forma resumida, a proposta dos agentes converge na linha de, esgotadas as possibilidades de redução da sobrecontratação por parte das distribuidoras, se criar um encargo tarifário a ser pago pelos consumidores na proporção de seu consumo.

61. A divergência reside no rol de consumidores que deverão arcar com esse encargo. Todos os consumidores do ACR e ACL; os consumidores remanescentes do ACR e aqueles que migrarem após a abertura do mercado; ou somente os consumidores do ACL.

62. Não obstante, foram apresentados argumentos favoráveis a cada uma dessas

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

Pág. 16 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

possibilidades. No entanto, nos parece que ratear esses custos somente com os consumidores do ACL, devido ao fato de a expansão e o custo de confiabilidade do sistema ter sido historicamente custeada pelo ACR, é a alternativa que faz menos sentido.

63. As demais alternativas têm seus pontos positivos e negativos (vide argumentações da ABRACE e ABRADDEE acima). Contudo, dado que a criação de subsídios tarifários (encargos) é matéria de política pública, essa decisão não cabe ao regulador. Assim, conforme destacado pela ABRACEEL, a proposta preferencial depende de definição de política pública.

III.3.4 Não aumentar os contratos legados e priorizar a contratação via reserva de capacidade

64. A medida em que leilões para contratação de novos empreendimentos continuam a ser realizados, novos contratos legados são deixados para o ACR, dificultando ainda mais a redução dos impactos tarifários aos consumidores remanescentes. De acordo com as contribuições recebidas, isso dificultaria e atrasaria a transição para um ambiente de mercado plenamente competitivo.

65. Além de propor que a necessidade de expansão do sistema seja feita por meio dos leilões de capacidade, alguns agentes sugerem a redução dos prazos de contratação dos leilões regulados. A ABRADDEE afirma que o argumento da necessidade de estabilidade de fluxo de caixa para o financiamento, utilizado para justificar contratos longos, já não é válido. Alega que o BNDES resolveu a financiabilidade com contratos de menor prazo no mercado livre estabelecendo condições específicas de financiamento, com a consideração de um preço de referência para o período em que o ativo está descontratado. A associação questiona sobre a razão para este racional não ser utilizado também nos leilões no mercado regulado. Por fim, assim como a Energisa e a Equatorial Energia, sugerem que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permitiria compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes.

66. Por sua vez, a PETROBRAS é contrária à possibilidade de redução contratual devido a migração, mesmo que apenas para os contratos novos. Pondera que a redução contratual afeta a garantia de recebimento da receita contratada. Isso porque qualquer alteração afeta a questão da sustentabilidade financeira do projeto termelétrico, algo que foi considerado no plano de negócios e na obtenção do financiamento por parte do agente.

67. A priorização da contratação por meio dos leilões de reserva de capacidade, de que trata a Lei 14.120/2021, está relacionada à alocação dos custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL). Conforme argumentado nas contribuições, há no modelo vigente uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, pagos historicamente pelo ACR. O objetivo dos leilões de reserva de capacidade é tentar corrigir essas distorções, repassando os custos de confiabilidade e adequação do suprimento a todos os agentes de consumo.

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

Pág. 17 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

68. Além da contratação por meio dos leilões de reserva de capacidade, vários agentes ressaltam a necessidade de separar lastro e energia e alguns sugerem que o pagamento do lastro já contratado seja repassado também ao ACL, mediante a criação de encargo. Outros agentes citam a não necessidade de exigir a contratação de 100% da carga.

69. As questões relacionadas a separação de lastro e energia, centralizador de contratos (comprador único), sustentabilidade da expansão e a flexibilização da exigência de contratação da totalidade da carga estão sendo discutidos no âmbito do CIM e suas definições fogem ao escopo do presente estudo. Essas definições não inviabilizam a continuação do processo de abertura.

70. Diante do exposto nesta seção, conciliar o cronograma de abertura do mercado livre com a redução dos contratos legados mitiga o risco de sobrecontratação das distribuidoras e, conseqüentemente, impactos tarifários aos consumidores. Para tanto, o perfil de contratação das distribuidoras e o mercado potencial para migração devem ser avaliados constantemente, as discussões acerca dos aprimoramentos para os mecanismos de contratação das distribuidoras devem ser continuadas e deve-se avaliar a realização de leilões que aumentem a contratação das distribuidoras. De outro modo, deve-se atentar para a possibilidade de exposição das distribuidoras caso não sejam realizados novos leilões de energia.

III.3.5 Considerações apresentadas pela CCEE

71. Com o deslocamento da demanda do ACR para o ACL, a CCEE manifestou entendimento de que é importante criar condições para que a transferência dos contratos ocorra naturalmente. Nesse sentido, considera que existem iniciativas que podem ser implementadas com o objetivo de promover o equilíbrio da contratação das distribuidoras, minimizando o problema da sobrecontratação:

- Evitar novos legados: de modo que a base de contratos para o atendimento ao mercado cativo, que compõe o portfólio das distribuidoras não aumente durante o período de transição que precede ou acompanha a abertura do mercado. Nesse sentido, a alteração da Lei 10.848/2004 de forma a reduzir os prazos dos contratos do ACR faz-se importante para permitir novas contratações sem gerar problemas de sobrecontratação no futuro;
- Separação de lastro e energia: de modo que os custos da adequação de longo prazo sejam alocados a todos os usuários. Além de evitar a compra de energia não necessária para o ACR, a separação dos produtos lastro e energia, que corresponde somente ao *hedge* contra incertezas no PLD, torna os contratos do ACR mais compatíveis com os produtos do mercado livre, facilitando a transferência de excedentes entre os ambientes;
- Aprimorar os vasos comunicantes entre os ambientes de comercialização: aprimorar os mecanismos de venda de energia do ACR para o ACL, tornando-os mais dinâmicos e diminuindo os riscos para as distribuidoras;

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

Pág. 18 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- Gestão ativa do portfólio das distribuidoras: criar mais possibilidades e oportunidades de negociações, inclusive bilaterais, e instituir mecanismos de descontração do ACR, conforme disposto na Lei nº 14.120/2021; e
- Rever contratos legados: promover a descotização dos contratos provenientes das geradoras da Eletrobrás, conforme disposto na Lei nº 14.182/2021, revisar o modelo de contratação de Itaipu, dentre outras ações.

72. A CCEE entende que esforços em tais direções podem aliviar as pressões sobre o portfólio das distribuidoras em consonância com a abertura do mercado. Entretanto, tais esforços podem se mostrar insuficientes, resultando em pressões residuais.

73. Como forma de lidar com estas pressões residuais é possível estabelecer encargos para aliviar pressões financeiras associadas às migrações e reduzir a velocidade da abertura do mercado.

74. Em suma, a CCEE recomenda que esforços sejam imprimidos prioritariamente no sentido de equilibrar e modernizar a gestão do portfólio das distribuidoras e que o uso de encargos e a redução da velocidade da abertura do mercado sejam tratados como últimos recursos.

III.4. Do comercializador regulado de energia e do supridor de última instância

75. A Portaria 465/19 dispõe sobre a necessidade de se incluir no estudo o comercializador regulado de energia. A pergunta 4, constante da TS, teve o propósito de discutir como deve ser o desenho desse comercializador regulado de energia. Esta foi dividida em um item de caráter mais geral e subitens específicos, de modo que os pontos considerados de maior relevância pudessem ser abordados. As respostas constam dos itens 109 a 302 do Anexo I.

76. Perguntou-se inicialmente: *como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?*

77. Mas antes de tratarmos do comercializador regulado propriamente dito, é importante incluir na discussão a figura do Supridor/Provedor/Comercializador de Última Instância/Último Recurso (SUI)³, bastante citado nas respostas. A separação das atividades de gestão da rede de distribuição e de comercialização de energia das concessionárias de distribuição também foi bastante citada nas respostas e será abordada na sequência.

78. A contribuição da EDP apresentou uma análise internacional sobre experiências em modelos varejistas na Alemanha, Colômbia, Espanha, Estados Unidos (Califórnia), Portugal, Reino Unido e Suécia. A CCEE também trouxe algumas informações sobre o modelo do Texas e de Portugal e o estudo da ABRACEEL/Thymos abordou as experiências da União Europeia, Estados Unidos e Austrália. Tais informações constam dos documentos deste processo. De forma complementar, apresentamos algumas reflexões sobre o modelo do SUI (embora possua denominações distintas

³ Chamado nos Estados Unidos de provedor de último recurso (*Provider of Last Resort* - POLR) e na Europa de supridor de último recurso (*Supplier of Last Resort* - SOLR).

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

Pág. 19 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

em cada local onde é utilizado, chamaremos de SUI, por simplificação), em alguns estados dos Estados Unidos e na União Europeia.

79. Nos Estados Unidos, podemos citar o exemplo dos estados da Pensilvânia, Texas e Califórnia.

80. A Pensilvânia teve um processo de reestruturação dos mercados atacadista e varejista de energia iniciado com a publicação do *Electricity Generation Customer Choice and Competition Act*⁴, em dezembro de 1996. Esta lei determina que as distribuidoras (incumbentes) devem continuar sendo os provedores de último recurso, de modo a garantir o serviço de energia elétrica aos consumidores finais, a menos que o regulador estadual (*Public Utility Commission*) defina outra empresa para prestar esse serviço. Portanto, a responsabilidade em suprir os consumidores que optem por não escolher um fornecedor de energia ou que o supridor saia do mercado (falência, não cumprimento de obrigações com o operador do mercado/sistema ou outro motivo) é da distribuidora local, em suas respectivas áreas de concessão, ou de um supridor alternativo aprovado pelo regulador. A distribuidora local ou o supridor definido pelo regulador, é também chamado de provedor de serviço padrão (*default service provider*).

81. No Texas, o processo de desregulamentação do mercado de energia teve início com o *Public Utility Regulatory Act* (PURA), de 1995, que permitiu a competição no mercado atacadista. Em 1999, quando o processo de abertura do mercado teve início, as empresas de energia, que eram até então verticalizadas, foram separadas em empresas de geração, transmissão, distribuição e provedoras de eletricidade varejista (*Retail Electric Provider - REP*). A possibilidade de escolha por parte dos consumidores teve início em 2002⁵.

82. O regulador estadual do Texas define quais empresas prestarão o serviço de provedor de último recurso para cada tipo de consumidor (residencial, pequenos, médios e grandes consumidores não residenciais) e cada área em que existe a livre competição. Entretanto, nem todas as regiões do estado permitem a seus consumidores a livre escolha de fornecedor. Nessas regiões, o consumidor é suprido pela distribuidora local. Onde há livre escolha, o consumidor deve optar por algum provedor de eletricidade varejista (REP).

83. A designação das empresas provedoras de último recurso ocorre a cada dois anos, dentre as REPs existentes. Este serviço possui preços relativamente maiores do que os oferecidos pelas mesmas empresas no mercado, devido aos custos associados ao planejamento e risco em termos de número de consumidores e volume de energia. O preço elevado faz com que os consumidores sejam incentivados a buscar outro fornecedor. O objetivo do provedor de último recurso é atender, de forma temporária e esporádica, os consumidores cujo supridor escolhido não pode mais prestar o serviço (supridor sai do mercado por quaisquer razões) ou quando o consumidor requisita o serviço do provedor de último recurso. As circunstâncias para essa solicitação para ser suprido pelo provedor de último recurso não ficaram claras na pesquisa

⁴ <https://www.legis.state.pa.us/WU01/LI/LI/CT/HTM/66/00.028..HTM>. Acessado em: 3/11/2021.

⁵ HARTLEY, P. R.; MEDLOCK III, K. B.; JANKOVSKA, O. Electricity reform and retail pricing in Texas. **Energy Economics**, v. 80, p. 1-11. 2019.

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

Pág. 20 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

realizada. Contudo, está claro que não engloba o conjunto de consumidores inadimplentes, os quais são cortados em caso de inadimplência.

84. A Califórnia, por sua vez, está em processo de discussão das regras para implementação e aprimoramento do supridor de último recurso⁶. Da mesma maneira que o estado do Texas e da Pensilvânia, o objetivo é garantir que os consumidores sejam atendidos no caso de seu supridor de energia negar ou falhar com o provimento do serviço ao consumidor ou falhar em atender suas obrigações. Num primeiro momento, as atuais distribuidoras continuarão prestando o serviço de supridor de último recurso em suas áreas de concessão, sendo a recuperação dos custos incorridos arcada por todos os consumidores varejistas. Mas a proposta é que, em uma segunda fase, outras empresas possam prestar esse serviço. Para tanto, estão sendo discutidas questões como os requisitos mínimos, o processo de definição das empresas aptas a prestar o serviço, remuneração, limite de consumidores a serem aceitos, prazos, riscos envolvidos etc.

85. Na União Europeia (UE), a legislação (Diretiva 2019/944⁷) recomenda que os estados membro apontem um SUI e impõe aos operadores do sistema de distribuição (DSO) a obrigação de conectar os consumidores, de modo a garantir a universalização do serviço. No entanto, a legislação europeia não é exaustiva ao definir as atribuições do SUI. Este pode ser a própria supridora incumbente, que também executa atividades de distribuição, desde que cumpra os requisitos de separação previstos na legislação.

86. Segundo relatório conjunto⁸, publicado em 2020 pela Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia da União Europeia (ACER) e pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER), apenas dois estados membro (Bulgária e França) não possuíam mecanismos de suprimento de último recurso. São atribuídas funções diferentes para o SUI, a depender de cada país. De modo geral, a maioria dos reguladores conceberam o SUI como uma precaução à saída de supridores do mercado (devido à falência ou revogação das licenças de operação, por exemplo). Proteger os consumidores inativos ou os consumidores com dificuldades de pagamento são outras funções atribuídas ao SUI. Consumidores inativos são aqueles que não escolhem supridor quando mudam de residência, não escolheram fornecedor quando ocorreu o processo de abertura (nos países em que o supridor padrão é também o SUI) e quando seus contratos expiram e não é tomada nenhuma atitude. Essa segunda função refere-se às situações em que o consumidor residencial não consegue encontrar fornecedor no mercado livre (nenhum supridor está disposto a firmar contrato com este consumidor) ou foi desligado do seu supridor atual por falta de pagamento.

⁶ Definido em Lei em 2019 (Senate Bill nº 520): “a load-serving entity that the commission determines meets the minimum requirements of this article and designates to provide electrical service to any retail customer whose service is transferred to the designated load-serving entity because the customer’s load-serving entity failed to provide, or denied, service to the customer or otherwise failed to meet its obligations.” <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M368/K265/368265806.PDF>. Acessado em 3/11/2021.

⁷ “Member States shall ensure that all household customers, and, where Member States deem it to be appropriate, small enterprises, enjoy universal service, namely the right to be supplied with electricity of a specified quality within their territory at competitive, easily and clearly comparable, transparent and non-discriminatory prices. To ensure the provision of universal service, Member States may appoint a supplier of last resort.”

⁸ Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019: Energy Retail and Consumer Protection Volume. Disponível em: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2020>. Acessado em 3/11/2021.

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

Pág. 21 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

87. O objetivo é que o SUI seja acionado o mínimo de vezes possível (em 2020 foi acionado 11 vezes em 5 países⁹, devido a falência de supridores). Na maioria dos países, a parcela de consumidores atendida pelo SUI é inferior a 1%. Nesses países, quando ocorreu a abertura do mercado, os consumidores inativos permaneceram com a supridora incumbente (distribuidora local), sendo o SUI utilizado nas hipóteses elencadas anteriormente. Em alguns países onde o SUI é o supridor padrão, essa parcela passa de 80%.

88. Com relação à definição dos preços cobrados do consumidor, na maioria dos países, o SUI deve seguir uma estrutura de preços pré-definida. Outras abordagens menos comuns: tarifa determinada de forma direta pelo regulador ou ausência de diretrizes e restrições para determinação de preço. Os preços praticados pelo SUI são no mínimo iguais ou mais caros do que de outros supridores nos países em que essa comparação foi possível. É natural que isto ocorra, pois a atividade do SUI é mais arriscada do que de um supridor convencional e ao cobrar um preço maior há o incentivo para que o consumidor busque um novo fornecedor. Inclusive a ACER e a CEER recomendam que os supridores de último recurso ou os supridores padrão devam incentivar que os consumidores não permaneçam inativos de forma permanente. Caso o SUI pratique preços abaixo do mercado, há o risco de causar uma distorção ao desencorajar os consumidores a trocar de fornecedor após a falência de seu antigo supridor.

89. Conforme se observa, há diversos arranjos possíveis para a implementação do SUI, tanto na definição do prestador do serviço, quanto dos consumidores elegíveis. De modo geral, esse serviço é prestado pela supridora incumbente, que na maior parte das vezes é a distribuidora local, tendo separado ou não as atividades de suprimento e prestação do serviço de rede. Outra possibilidade é a escolha do SUI, dentre as comercializadoras varejistas existentes, definido pelo regulador de acordo com critérios específicos.

90. Quanto ao tipo de consumidores atendidos pelo SUI, temos as seguintes possibilidades, em ordem de importância: consumidores desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor; consumidores inativos; e consumidores desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor.

91. Da mesma maneira que não existe um padrão para a definição do SUI, não há um padrão acerca da separação das atividades de rede e comercialização de energia. Em alguns países houve a separação, mesmo que apenas contábil, ou há uma diretriz para isso (UE, por exemplo), mas na maioria dos países onde foi implementado um processo de abertura, essa separação não foi efetivada.

92. Entretanto, as contribuições recebidas na TS, bem como a carta apresentada pela CCEE convergem no sentido de que a separação entre as atividades de fio e comercialização de energia traria benefícios ao processo de abertura. Dentre os benefícios apresentados, podemos citar:

⁹ Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020: Energy Retail and Consumer Protection Volume. Disponível em: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2021>. Acessado em 3/12/2021.

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

Pág. 22 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- racionalização dos fluxos financeiros e equilíbrios econômico e financeiro das atividades de fio e energia;
- melhoria na alocação de custos (há diversos custos referentes à comercialização regulada sendo alocados a todos os consumidores, inclusive os livres);
- adequada remuneração de novos serviços;
- foco na atividade do fio, core business das distribuidoras e monopólio natural;
- transparência de custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização;
- proteção do interesse dos agentes e consumidores;
- mitigação dos subsídios entre os ambientes livre e regulado;
- melhor posicionamento das distribuidoras para enfrentar novos desafios de mercado e aproveitar novas oportunidades tecnológicas;
- pode abrir espaço para maior inovação na gestão do portfólio de energia; e
- garantia de neutralidade das distribuidoras na comercialização de energia.

93. Alguns agentes defendem que a separação seja efetivada antes da abertura do mercado. Salientam que distorções existentes no modelo atual, que devem ser corrigidas independente do aprofundamento do processo de abertura, irão se ampliar sobremaneira com esse processo. Existem diversos arranjos possíveis para viabilizar esta separação de fio e energia em diferentes graus (contábil, funcional, jurídica/legal e de propriedade) e, para que a abertura do Grupo B transcorra bem, deve ter ocorrido uma clareza de custos, mesmo que, no momento inicial, seja apenas a separação contábil. Porém, de forma a garantir a almejada transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização, deve-se estabelecer um cronograma para que a separação jurídica seja alcançada.

94. Outros agentes consideram que a separação entre a atividade de distribuição (fio) e energia não deve ser condição precedente para a abertura do mercado. A ANACE, por sua vez, argumenta que os custos de energia estão apartados dos custos da distribuição física e da rede básica, tornando a compra e venda de energia elétrica no âmbito das distribuidoras um “negócio” separado da administração das redes.

95. Contudo, a decisão sobre a separação das atividades das distribuidoras não faz parte do escopo deste trabalho. Trata-se de medida legal, fora do âmbito regulatório. O objetivo desse estudo é apresentar os impactos, desafios e quais as medidas regulatórias necessárias para implementar a abertura do ACL.

96. A respeito do comercializador regulado, trata-se da instituição responsável por suprir os consumidores que se mantêm no ACR ou desejam voltar (caso exista essa opção). Ou seja, é o papel exercido atualmente pela concessionária de distribuição e mesmo não havendo uma separação das atividades de fio e comercialização, é natural que a distribuidora mantenha o exercício dessa atividade. No caso de haver a separação, a empresa responsável pela comercialização seria naturalmente o comercializador regulado. Esse é o caminho de menor complexidade e mais fácil implementação. No entanto, verifica-se pela experiência internacional que não há uma definição padronizada sobre a estrutura e atividades a serem exercidas por esta

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



Pág. 23 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

instituição. A figura do supridor padrão (*default service provider*) é o que mais se assemelha a ideia do comercializador regulado. Mas não existe uma definição única do arranjo mais adequado para a implementação do comercializador regulado e do SUI. Depende de questões culturais e estruturais de cada modelo de mercado existente e não há uma solução pronta a ser aplicada a um determinado mercado. O ponto é que existe um sobreamento de atividades características do comercializador regulado e SUI, sendo muitas vezes exercida por apenas uma instituição.

97. Grande parte das respostas à pergunta 4 sugerem que o comercializador regulado seja oriundo da distribuidora local e assuma também a função de SUI, ao menos em um primeiro momento, sendo adequadamente remunerado para tanto. Posteriormente, tais funções poderiam ser assumidas por um outro agente de mercado, mediante a realização de um processo competitivo.

98. Portanto, conforme descrito acima, a maioria dos agentes concordam que a forma considerada de menor complexidade e de menores custos de transação para a implementação do comercializador regulado e do SUI é atribuir essas atividades à concessionária de distribuição, pelo menos num primeiro momento. À medida que o mercado amadurecer e se desenvolver, novos desenhos de mercado para essas atividades podem ser discutidos. Além disso, as respostas à pergunta 4.4 (*O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?*) demonstram que, segundo a quase unanimidade dos agentes, o serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e não há empecilho legal/contratual para que a distribuidora assuma as atividades de comercialização regulada. A ABRADÉE, Enel e Energisa destacam que, como esta atividade é prevista nos contratos de concessão, as distribuidoras devem ter a prerrogativa de sua execução. Mantido esse entendimento, não vislumbram a necessidade de alteração em dispositivos regulatórios para permitir que a distribuidora exerça as atividades de comercializador regulado e SUI. No entanto, a depender das decisões e diretrizes tomadas pelo poder concedente, pode haver a necessidade de discussões futuras para definir algumas questões no âmbito regulatório. Notadamente questões tarifárias, como por exemplo, alterações na forma de remuneração dessas tarefas a serem exercidas pela distribuidora (ou eventual empresa decorrente da separação das atividades de fio e energia), pois ao exercer essas novas atividades, a distribuidora pode incorrer em maiores custos e riscos. Na visão da ANACE, o SUI, que não deve ser confundido com o comercializador regulado, deve assumir o suprimento e a comercialização junto ao mercado livre para garantir-lhe a liquidez. Ou seja, a associação diverge dos agentes de distribuição, com o entendimento de que não deve haver uma remuneração diferenciada para a atividade de SUI.

99. A pergunta 4.1 tratou de forma mais específica quem deve fornecer energia a consumidores em diferentes situações. As respostas obtidas para cada item do questionamento 4.1 são apresentadas abaixo:

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(i) optarem por não migrar para o mercado livre:

i.i) Distribuidora (D);

i.ii) Comercializador Regulado de Energia (CRE);

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

Pág. 24 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- i.iii)* Supridor de Última Instância (SUI);
- i.iv)* Não há ACR e todos migram; ou
- i.v)* CRE durante o período de transição para a abertura completa. Após abertura do mercado o CRE vira um comercializador varejista comum;

(ii) optarem por voltar para o ACR:

- ii.i)* Distribuidora (D);
- ii.ii)* Comercializador Regulado de Energia (CRE);
- ii.iii)* Supridor de Última Instância (SUI);
- ii.iv)* Não há volta ao ACR, visto que haverá a abertura completa do mercado;
- ii.v)* CRE mediante prazos ou aceitação do CRE;
- ii.vi)* CRE se não houver inadimplência passada; ou
- ii.vii)* SUI se houver inadimplência passada.

(iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor:

- iii.i)* Distribuidora (D);
- iii.ii)* Comercializador Regulado de Energia (CRE);
- iii.iii)* Supridor de Última Instância (SUI);
- iii.iv)* SUI se amparado por decisão judicial que impeça o corte;
- iii.v)* Fornecedor atual se amparado por decisão judicial que impeça o corte e SUI após 6 meses;
- iii.vi)* Volta ao ACL após quitar dívida, considerando que não há mais ACR;
- iii.vii)* D, CRE ou SUI após quitar dívida; ou
- iii.viii)* Pode buscar outro supridor ou ficar exposto se adimplente com a CCEE.

(iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE:

- iv.i)* Distribuidora (D);
- iv.ii)* Comercializador Regulado de Energia (CRE);
- iv.iii)* Supridor de Última Instância (SUI);
- iv.iv)* D, CRE ou SUI até escolher novo supridor;
- iv.v)* SUI até escolher novo supridor e CRE após 3 meses para consumidor com tensão abaixo de 2,3 kV e 6 meses com tensão acima de 2,3 kV, ou antes se o CRE aceitar;
- iv.vi)* SUI até escolher novo supridor e D após 12 meses para consumidor com tensão abaixo de 2,3 kV e 36 meses com tensão acima de 2,3 kV, ou antes se D aceitar;
- iv.vii)* Livre para contratar ou ficar exposto;
- iv.viii)* Outro supridor ou sucessor do supridor desligado; ou
- iv.ix)* 30 dias para buscar outro supridor e depois SUI.

(v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas:

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



Pág. 25 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- v.i) Distribuidora (D);
- v.ii) Comercializador Regulado de Energia (CRE);
- v.iii) Supridor de Última Instância (SUI);
- v.iv) D ou CRE com recebimento dos valores para arcar com os subsídios via Tesouro ou CDE;
- v.v) CRE ou SUI com recebimento dos valores para arcar com os subsídios para quem migrar apenas na TUSD;
- v.vi) SUI com recebimento dos valores para arcar com os subsídios;
- v.vii) Se migrar perde subsídio;
- v.viii) Se migrar perde subsídio na TE, mas mantém na TUSD;
- v.ix) Qualquer supridor, recebendo valor dos subsídios via CDE; ou
- v.x) Avaliar caso a caso, dependendo do subsídio recebido.

100. A CCEE destaca que consumidores que perderam seu comercializador (perda da habilitação ou saída do mercado por algum motivo) deverão buscar um novo comercializador varejista. No entanto, não é prudente ou razoável assumir que os consumidores atingidos imediatamente tomarão ações para buscar novos fornecedores. Na verdade, é esperado que grande parte desses consumidores sequer tenha conhecimento do ocorrido em um primeiro momento. Por isso, propõe que consumidores nessa situação sejam atendidos pelo SUI, cuja atividade, na visão da CCEE, deve ser executada pela distribuidora local.

101. Acerca da figura do SUI, apresentamos alguns pontos expostos pela CCEE em sua NT: *“é preciso garantir a continuidade do fornecimento para os consumidores impactados pela perda de seu comercializador varejista sem, no entanto, trazer impactos para o comercializador regulado (seria obrigado a assumir, prontamente, uma quantidade elevada de consumidores para os quais não possui contratos de energia.). (...) Caberá ao SUI comunicar os consumidores da condição transitória de atendimento que se encontram e da necessidade de se transferirem para novos fornecedores até o prazo definido, sob pena de terem o fornecimento suspenso ao fim desse prazo. (...) propõe-se que o prazo para atendimento pelo SUI seja estabelecido em 3 meses. Após este prazo, algumas ações podem ser aplicadas, como o desligamento dos consumidores ou a aplicação de uma elevação na tarifa de atendimento em última instância, de modo a incentivá-los a buscar outro fornecedor. Um ponto importante é que o uso do SUI tem um caráter emergencial. Assim, faz-se razoável que o valor pago pela energia em última instância sinalize esse caráter. Uma proposta preliminar para discussão é estabelecer o maior valor entre o PLD verificado e a tarifa do comercializador regulado local, acrescido de encargos setoriais assumidos pelo SUI, impostos, custos administrativos e outros custos necessários para garantir o equilíbrio da atividade do Supridor de Última Instância. Propõe-se que o papel de Supridor de Última Instância seja assumido pela distribuidora local em função da segurança e robustez das empresas, expertise para execução das atividades e simplicidade para implantação. A atividade deve ser realizada com solidez e não deve resultar em prejuízos para a distribuidora, que inclusive é um dos objetivos da própria atividade do SUI. Assim, no entendimento da Câmara, o atendimento pelo SUI deve ser contabilizado de forma segregada das demais atividades de gestão da rede de distribuição e de comercialização regulada e com garantia de equilíbrio econômico-financeiro.”*

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

Pág. 26 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

102. Sobre as demais situações questionadas na pergunta 4.1, assumindo a continuação da existência do mercado regulado (abertura não mandatária com a manutenção da opção de atendimento por meio de tarifas reguladas), a CCEE sugere que sejam desempenhadas pelo comercializador regulado, sendo este papel desempenhado inicialmente pelas distribuidoras locais:

“a CCEE entende que a comercialização regulada deve ser mantida com o objetivo de atender aos seguintes consumidores:

- *beneficiados por políticas públicas;*
- *que não optaram por alterar o fornecedor de energia;*
- *que optaram por retornar ao atendimento regulado; e*
- *que não sejam de interesse das estratégias comerciais dos comercializadores varejistas.”*

103. Como pode ser observado, existem muitas alternativas de arranjos possíveis. Contudo, considerando o exposto nesta seção, assim como as contribuições dos agentes e proposta da CCEE, recomendamos que as distribuidoras, conforme seus contratos de concessão, continuem fornecendo energia elétrica aos consumidores que: permaneçam no ACR (optem por não alterar o fornecedor por opção própria, por não ser aceito por nenhum comercializador ou qualquer outro impedimento); não escolham fornecedor quando ocorre a troca de titularidade da unidade consumidora (mudança de residência, por exemplo); optem por voltar ao ACR; não escolham fornecedor e permaneçam inativos quando seus contratos expiram; forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e consumidores vulneráveis ou aqueles que usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas.

104. Nos casos em que os consumidores forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE é importante que haja um procedimento para comunicação dos consumidores, incluindo a informação de possíveis comercializadores varejistas dispostos a aproveitar a oportunidade de absorver esse mercado. Caso haja consumidores não absorvidos por outros comercializadores, a distribuidora deverá absorver esse mercado. Deve ser estabelecido tratamento específico, no caso de exposição da distribuidora.

105. Para o caso em que o consumidor for desligado de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor, não é adequada a volta do consumidor inadimplente à distribuidora (comercializador regulado ou SUI), por implicar em uma transferência do risco de contratação bilateral realizada no mercado livre para o ambiente regulado. Afinal, o comercializador deve ser o responsável por avaliar o risco de contraparte e, portanto, arcar com eventual inadimplência do consumidor. Em contrapartida, é preciso aprimorar o procedimento de corte do consumidor, mesmo que as faturas do fio estejam em dia.

106. A questão 4.2 tratou da forma de contratação de energia por parte do comercializador regulado (*Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?*). As respostas à essa questão (itens 170 a 204 do Anexo I), propõe tanto a manutenção da forma de contratação atual, via leilões regulados, sem

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

Pág. 27 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

alteração de regras para pagamento de perdas e subsídios, quanto a flexibilização da contratação (para atendimento ao mercado adicionado às perdas) por parte do comercializador regulado (negociação bilateral de forma livre, negociação bilateral com impedimento de contratação entre empresas do mesmo grupo econômico, consideração de um limite de preço a ser repassado às tarifas etc). Essa segunda opção remete às discussões e sugestões apresentadas na seção III.3.

107. Diante do que foi discutido até aqui, considerando as contribuições apresentadas para essa pergunta, a recomendação é que se mantenha a forma de contratação atual, por parte das concessionárias de distribuição, as quais desempenharão as atividades de comercializador regulado (pelo menos até que ocorra uma eventual separação das atividades de fio e comercialização, até que seja aberta essa atividade a outros interessados ou até que se defina que não haverá mais ambiente de contratação regulado), sem prejuízo da continuação das discussões sobre aprimoramentos nos mecanismos de gestão contratual das distribuidoras, bem como no mecanismo de leilões regulados (prazos mais curtos, novos produtos, flexibilização dos limites de contratação, leilões de reserva de capacidade, criação de mercados secundários para negociação de contratos, implementação do comprador único, compra de energia realizada por grupo econômico etc).

108. A questão 4.3 trata da possibilidade de volta ao mercado regulado e quais os prazos necessários para permitir essa volta (*Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?*). Sobre a possibilidade de volta ao ACR, trazemos o posicionamento apresentado pela CCEE: *“a comercialização regulada é o nome dado ao modelo adotado para atendimento dos consumidores que mantiverem seu fornecimento de energia nas condições reguladas atuais, caso isso seja permitido. (...) A decisão pela manutenção ou não da comercialização regulada decorre de uma opção de modelo de mercado e deve ser seguida das medidas necessárias para sua implantação (...) A manutenção da comercialização regulada, além de representar mais liberdade para o consumidor (inclusive para não mudar seu fornecedor), simplifica a abertura pois mantém mecanismos que já estão em funcionamento e tratam diversas especificidades do setor, como políticas sociais para consumidores de baixa renda ou políticas de incentivos para setores econômicos específicos. Ainda, a manutenção da opção de permanência dos consumidores como cativos do comercializador regulado tem potencial de apontar a legitimidade e tornar inquestionáveis os benefícios das migrações. Com isso as migrações acontecerão na medida que os consumidores encontrem produtos com características que atendam às suas necessidades e estratégias particulares, que vão além do preço. Essa contestabilidade de produtos entre o atendimento cativo e livre tem o potencial de tirar o foco de possíveis discussões sobre os benefícios obtidos pelos consumidores com as migrações, em especial as pautadas unicamente na característica preço.”*

109. A maioria das respostas é favorável a possibilidade de volta ao ACR. Alguns agentes não são favoráveis, pelo simples fato de entenderem que não deve mais haver o mercado regulado, sob a justificativa da necessidade de crescimento do mercado livre para que aumente a competição. Vale lembrar que, conforme discutido anteriormente, pode haver também a volta do consumidor ao ACR em caso de desligamento de seu supridor. Porém, nesse caso, a volta não acontece por

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



Pág. 28 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

opção do consumidor.

110. Portanto, uma vez que se decida por não extinguir o ACR, é recomendável que se mantenha a opção de retorno do consumidor.

111. Sobre a definição de um prazo mínimo para a volta, o prazo sugerido nas respostas varia de retorno imediato a 60 meses (regra atual, estabelecida no Decreto 5163/2004), com algumas sugestões de prazos distintos a depender do porte do consumidor (consumidores de baixa e alta tensão), ou mediante aceitação da distribuidora em prazos mais curtos do que o previsto, conforme regra atual.

112. No entanto, alguns agentes propõem que esse prazo mantenha coerência com as regras de contratação e com os mecanismos de gestão contratual das distribuidoras, de forma a não onerar os demais consumidores regulados, e que seja um prazo razoável para evitar a arbitragem de preços entre os dois ambientes de contratação. Há também contribuições para que seja considerado um período de carência mínima para a troca de ambiente (nova migração tanto para a volta ao ACR, quanto para a volta ao ACL). Além disso, os contratos devem ser respeitados.

113. Não há como definir um prazo no presente estudo, porque o prazo para a volta dos consumidores livres à condição de cativo está relacionado ao planejamento da contratação de energia pelas distribuidoras. Conforme observado nas contribuições, depende de outras variáveis como contratação das distribuidoras, manutenção da necessidade de se informar as necessidades de contratação ao poder concedente, que poderá ser alterada em razão das atuais discussões no âmbito do CIM, dentre outras questões.

114. A pergunta 4.4 foi comentada anteriormente (por ser uma atividade prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, não há empecilho legal/contratual para que a distribuidora assumas as atividades de comercialização regulada). Cumpre acrescentar que as respostas remetem ao tema da separação de atividades de rede e comercialização, também já tratado nesta seção, mas que, para serem implementadas, necessitariam de alteração em leis, decretos, contratos de concessão e regulamentações da ANEEL. Outra questão que deve ser levada em consideração, caso opte-se por separar as atividades das atuais concessionárias de distribuição é a possibilidade de transferência dos contratos legados, das atuais distribuidoras para os comercializadores regulados. A PETROBRAS demonstrou preocupação quanto a esse ponto. Nesse caso, argumenta que os aditivos aos CCEARs existentes devam apresentar com clareza as garantias de pagamento por parte do comercializador regulado, resguardando ao máximo o vendedor de eventuais inadimplências.

115. Por fim, a 4.5 apresentou o seguinte questionamento: *É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?*

116. A resposta predominante foi de que essa opção cria uma série de distorções, elevação dos custos de transação, complexidade do desenho regulatório necessário para acomodar esses casos e complexidades operacionais tanto para o supridor do ACL quanto para a distribuidora

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

Pág. 29 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

e a CCEE, sem que haja uma clara criação de valor, principalmente em se tratando de consumidores de pequeno porte. Essa opção só deveria ser válida caso se trate de unidades consumidoras diferentes.

117. Alguns agentes sugerem ainda que, para os consumidores de pequeno porte (carga menor de 500 kW) o suprimento seja feito por um único comercializador varejista. O instituto Acende Brasil justifica que *“o suprimento por múltiplos supridores eleva substancialmente a complexidade da comercialização. O suprimento por múltiplos agentes exigiria a explicitação de qual(is) comercializador(es) ficaria(m) com a carga firme (montante explicitado) e qual comercializador ficaria encarregado de atender à carga residual que resulta em exposições no mercado de curto prazo em função de variações da carga. Também seria necessário prever ajustes na remuneração do comercializar responsável pela carga residual em função da parcela firme contratada de outro(s) comercializador(es) pois, quanto menor a carga residual, maior é a variação percentual da carga assumida por esse comercializador”*.

118. Os agentes a favor, defendem que o consumidor deve ter o direito de exercer sua opção de escolha e hoje essa alternativa de contratação parcialmente livre já é possível.

119. De fato, a REN 376/2009 permite que consumidores sejam parcialmente livres, mediante a realização de alguns procedimentos descritos no art. 15. Porém, tais procedimentos podem ser demasiadamente complexos para consumidores de pequeno porte e, mesmo atualmente, segundo a Energisa, o portfólio de consumidores do grupo mostra que esta é uma opção escolhida por um conjunto reduzido de consumidores. Há que se considerar ainda que, mantendo-se a permissão de volta ao ACR, o consumidor não será tolhido de seu poder de escolha.

120. Assim, de modo a simplificar o processo de abertura do mercado, recomenda-se que, até que seja realizada a discussão sobre a alteração da REN 376/2009 para consideração de consumidores abaixo de 500 kW, seja permitido ao consumidor com carga igual ou inferior a 500 kW, a contratação de apenas um supridor de energia.

III.5. Do modelo de faturamento

121. Atualmente, os consumidores livres devem arcar com o pagamento de uma ou mais faturas de energia, junto ao(s) seu(s) supridor(es) de energia, uma fatura devida à concessionária de distribuição ou transmissão, além dos créditos ou débitos na liquidação financeira realizada na CCEE.

122. O objetivo da questão 5 (*Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?*) é iniciar a discussão sobre as possibilidades de modelos de faturamento a ser utilizada para os consumidores no ACL.

123. De acordo com a experiência internacional apresentada pela ABRACEEL, nos EUA, o procedimento automático é que a fatura seja separada, mas o consumidor pode solicitar que seja

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

Pág. 30 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

unificada. Na União Europeia, cabe ao consumidor optar por um faturamento separado ou não, sendo que na maioria dos casos, o faturamento é integrado. Já na Austrália, para os consumidores comerciais as faturas são separadas, e para o residencial são integradas.

124. Os itens 303 a 342 do Anexo I apresentam contribuições sobre esse tema.

125. De modo geral, são apresentadas as seguintes vantagens e argumentações favoráveis à utilização do modelo de fatura única:

- facilita a identificação de inadimplências e eventuais ações para corte de fornecimento, uma vez que não há a possibilidade de o consumidor realizar o pagamento de somente um dos serviços e ser considerado “parcialmente adimplente”;
- simplicidade do processo de faturamento e das informações recebidas pelo consumidor, o que facilita o entendimento;
- redução de custos de cobrança;
- sob a ótica do consumidor, ao obter informações simplificadas, afasta-se o risco de o consumidor pagar somente uma das faturas;
- a implementação de serviços bancários especializados pode mitigar a situação de inadimplência na transferência de valores entre comercializadores varejistas e distribuidoras; e
- para o cliente residencial, administrar diversas faturas para estar no ACL passaria a ser um problema a mais.

126. As seguintes desvantagens e argumentações foram apresentadas por aqueles que acreditam que não é necessária a unificação das faturas:

- a unificação não cria valor significativo e nem deve ser um requisito necessário para a abertura de mercado, pois pode gerar uma série de discussões entre o supridor de energia e de fio sobre, por exemplo, risco de contraparte, fluxo financeiro e conciliações;
- necessidade de adequações entre os sistemas comerciais e processos das distribuidoras e dos comercializadores;
- necessidade de tratamento tributário, principalmente no caso de a distribuidora e a comercializadora estarem em diferentes estados;
- dificuldades envolvidas para uma empresa terceirizar seu faturamento, questões relacionadas ao sigilo das informações de preço, além dos riscos envolvidos no repasse financeiro, como tributários e inadimplência;
- necessidade de negociação de preço ou definição de tarifa para execução do serviço de faturamento, bem como detalhes operacionais entre a distribuidora e o comercializador;
- a possibilidade de negociação com mais de um fornecedor dificultaria a unificação das faturas;
- surgimento de situação de inadimplência na transferência de valores entre comercializadores varejistas e distribuidoras; e

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

Pág. 31 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- dificuldade em conciliar várias datas de pagamento distintas (pagamento à distribuidora, comercializador(es) ou empresa gestora de energia e CCEE).

127. Outras possibilidades também foram sugeridas:

- unificação da fatura negociada entre as partes, mantendo a fatura separada como opção automática (*default*) ou vice-versa;
- unificação da fatura mediante solicitação do consumidor, mantendo a fatura separada como opção automática (*default*) ou vice-versa;
- fatura única para baixa tensão e opcional para alta tensão;
- fatura em um único documento, porém separados em dois códigos de barra para pagamento separado para cada empresa; e
- possibilidade de inovação como a criação de agregadores de faturamento de energia, que agregariam o faturamento do fio e de todos os diferentes fornecedores de energia, eventualmente, agregando inclusive o faturamento de outros serviços, como gás, TV a cabo, celular etc, mediante remuneração via preço.

128. Optando-se por uma fatura única, existe a possibilidade desta ser emitida pela distribuidora ou pelo comercializador. Sob essa questão, a ABRADDEE defende que a distribuidora deve manter o faturamento do fio, pois *“(i) já possui estrutura operacional que alcança todos os consumidores, o que evita custos de transação; (ii) é, em qualquer cenário, a companhia responsável pelo atendimento comercial direto aos consumidores para desligamentos na rede, quedas de energia, ligações e religações; (iii) é a empresa responsável por entregar a qualidade do serviço no aspecto de interrupções, controle de tensão e frequência; e (iv) é a arrecadadora de encargos setoriais e custos de transmissão nas tarifas de uso do sistema de distribuição. O faturamento único pelo comercializador, apesar de praticado em alguns países, concentra o risco de inadimplência das distribuidoras em uma quantidade menor de agentes, além de afetar as responsabilidades por cobrança e os incentivos para recuperação de faturas em aberto”*.

129. A CCEE entende que a fatura única possui vantagens, principalmente em termos de simplificação do processo e facilidade do entendimento por parte dos consumidores, além de facilitar a identificação de inadimplências e eventuais ações para corte de fornecimento. Contudo, no tocante ao responsável pela emissão da fatura, entende que as duas alternativas são viáveis (emissão pela distribuidora ou pelo comercializador varejista) e apresentam vantagens específicas que devem ser avaliadas para definição. *“O faturamento pela distribuidora, além da robustez das empresas e do conhecimento do processo, tem como principal vantagem fazer com que mudanças de fornecedor de energia não alterem o responsável pela emissão das faturas. Por outro lado, o faturamento pelos comercializadores varejistas, garante a confidencialidade das condições comerciais negociadas com os consumidores no ACL, uma vez que tais informações não precisarão ser compartilhadas com as distribuidoras locais. Vale lembrar que tal confidencialidade não se aplica às tarifas pelo uso da rede de distribuição que são estabelecidas pela Aneel em processos públicos e transparentes.”*

130. Considerando as dificuldades de implementação de fatura única apresentadas nesta

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

Pág. 32 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

subseção, recomenda-se que, para os consumidores com carga inferior a 500 kW, seja utilizado o modelo atual de faturamento aplicado aos consumidores livres, sem prejuízo da evolução das discussões acerca da unificação da fatura.

131. Diante disso, como medidas regulatórias atinentes ao tema, faz-se necessário regulamentar a forma de apresentação das faturas a estes consumidores pelos supridores de energia, mediante possíveis alterações no submódulo 7.1 (Procedimentos Gerais) do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), módulo 11 (Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares) do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) e/ou REN 1000/2021.

132. Outra questão levantada nas contribuições está relacionada à transparência e discriminação dos custos a serem informados nas faturas, de modo a facilitar o entendimento do consumidor. Quanto a isso, o submódulo 7.1 do PRORET, que estabelece os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de distribuição, determina que a distribuidora deve disponibilizar aos consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos. Para os consumidores do grupo A, a ANEEL disponibiliza, em até 15 (quinze) dias após publicação da respectiva resolução homologatória, em seu sítio na internet, os valores das tarifas segregados nos componentes tarifários.

III.6. Dos requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL

133. A pergunta 6 foi dividida em um subitem e abordou questões relativas aos requisitos do sistema de medição necessários para possibilitar a migração para o ACL. Os itens 343 a 375 e 376 a 413 do Anexo I, abordam, respectivamente, a questão 6 (*Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?*) e o subitem 6.1 (*Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?*).

134. O cerne da questão diz respeito à possibilidade de migração com a estrutura de medição atual ou aprimoramentos nessa estrutura fazem-se necessários. Nessa segunda hipótese, como deve ser a alocação dos custos.

135. A CCEE apresentou seu posicionamento e proposta de estruturação para o tema do tratamento da medição por meio da Carta CT-CCEE05492/2021. De forma resumida, para abertura do mercado para todos os consumidores do Grupo A, entende não ser necessária nenhuma adequação adicional nos atuais medidores. Para os consumidores do Grupo B, a troca dos medidores atualmente utilizados não é uma condição imprescindível para viabilizar a abertura do mercado livre, sendo recomendável a discussão acerca de metodologias para tratamento dos dados a partir dos medidores atuais.

136. Outros agentes e instituições manifestaram o mesmo entendimento de que não são necessários requisitos adicionais para possibilitar a migração e uma eventual imposição de troca de

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

Pág. 33 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

medidores criaria uma barreira tanto técnica quanto econômica, sem criação de valor relevante. No entanto, a maioria das contribuições reconhece as vantagens da utilização de um sistema de medição inteligente¹⁰. Dentre elas, podemos citar: possibilita que a informação de medição esteja disponível com a granularidade e periodicidade adequada; permite que os consumidores no varejo tenham acesso a produtos mais sofisticados ofertados pelos comercializadores varejistas, a exemplo da resposta da demanda; disponibiliza dados úteis e acionáveis para o engajamento do consumidor; melhora a eficiência econômica com uma correta sinalização de preço; possibilidade de redução de custos operacionais e melhoria dos serviços (gestão de faltas de energia e de ativos).

137. Há também o entendimento de que a troca de medidores deve preceder a abertura do mercado para consumidores de baixa tensão, devido às vantagens proporcionadas pelos sistemas de medição inteligente. Neste caso, deve-se discutir como será realizada a alocação desses custos e seus impactos sobre as distribuidoras e consumidores. Existem basicamente dois arranjos possíveis:

- (i) substituição do medidor realizada somente na migração, com os custos arcados pelo próprio consumidor, sendo as distribuidoras responsáveis pela instalação e manutenção; e
- (ii) substituição massiva dos medidores em programas elaborados pelas distribuidoras, com os custos repassados à tarifa.

138. Variações e combinações desses arranjos também são possíveis, como por exemplo: substituição do medidor realizada somente na migração, com os custos arcados pelo comercializador/varejista, sendo as distribuidoras responsáveis pela instalação e manutenção. Conforme apontado nas contribuições, sob a ótica desse novo ambiente competitivo, a possibilidade de o agente comercializador varejista optar por realizar investimentos complementares ou arcar com a diferença de custos de medidores e soluções inteligentes é importante, pois viabiliza novas oportunidades de negócios que trazem novos serviços e aprimoramento do relacionamento com o consumidor final. Porém, esse exemplo de arranjo é uma forma indireta do arranjo (i), pois o comercializador/varejista repassará os custos aos respectivos consumidores. Outra combinação de arranjo seria a substituição do medidor realizada somente na migração, com os custos repassados à tarifa, conforme adotado na Tarifa Branca.

139. O arranjo (ii) pode implicar em subsídios dos demais consumidores aos consumidores que optarem pela migração, via base de remuneração. Porém, a substituição em massa e de forma ordenada é mais econômica do que a substituição dispersa e gradual, devido à possibilidade de ganhos de escala. No arranjo (i) não há a socialização dos custos e a transição é mais rápida e eficiente. Este poderia ser implementado de forma análoga à prevista na seção 5.1¹¹ do módulo 5

¹⁰ Composto por Medidores Inteligentes (ou *Smart Meters*), demais equipamentos necessários para a realização da medição para faturamento e, quando existentes, medidor de retaguarda, transformadores para instrumentos (transformadores de potencial e de corrente), infraestrutura de comunicação de dados e sistemas especialistas de *backoffice* para coleta e tratamento dos dados, bem como integração com outros sistemas corporativos.

¹¹ “3.4.3 No caso de unidades consumidoras livres e especiais, o consumidor pode solicitar a instalação do medidor de retaguarda. Nesse caso: a) O consumidor deve ressarcir a distribuidora pelo custo de aquisição e implantação do medidor de retaguarda; b) O consumidor fica responsável pelos custos de eventual substituição ou adequação do medidor de

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

Pág. 34 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

(Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura) do PRODIST para a instalação de medidor de retaguarda mediante solicitação do consumidor ou uma vez instalado e recebido pela distribuidora, os medidores passariam a compor o ativo desta, sendo imobilizados por transferência sem ônus (obrigações especiais).

140. Além da discussão sobre as possibilidades de arranjos para alocação dos custos com a troca de equipamentos, foram realizadas manifestações sobre os aspectos técnicos. De modo geral, os agentes destacam a necessidade de definição da padronização e especificações técnicas para o sistema de medição das unidades consumidoras em processo de migração. Adicionalmente, destacam que a migração para o ACL deve atender aos requisitos técnicos relacionados à medição eletrônica, com memória de massa e canal de comunicação de dados, conforme ocorre atualmente.

141. Mais especificamente, a contribuição da Landis+Gyr (item 371) traz de forma detalhada os requisitos considerados mais importantes para possibilitar a migração: medição de energias e demandas ativas e reativas; 4 quadrantes, quando aplicável; postos tarifários (4 ou mais); memória de massa; registro de faltas de energia; leitura remota de dados, parâmetros e memória de massa; corte e religa remotos (quando aplicável); dados de qualidade do produto (DRP e DRC), conforme PRODIST Módulos 5 e 8; atualização remota de parâmetros; permitir remotamente mudanças de tarifas aplicadas; comunicação de dados baseada em padrões da indústria que habilitem a interoperabilidade fim-a-fim dos seus componentes de medição e comunicação. A Enel lista as funcionalidades que entende serem as mínimas necessárias para a adequação do sistema de medição: medição de energia ativa e reativa; medição bidirecional de energia ativa; programação (estrutura tarifária) e leitura remotas; intervalo de leitura mínimo de 15 minutos; corte e religação remotos; limite de potência; proteção contra fraude (alarme, sensor de campo magnético etc.); e memória de massa. Já a Neoenergia propõe a utilização mínima de medidores THS (tarifa horosazonal) com Classe de Exatidão Mínima: C e canal de comunicação que habilite o fluxo de dados de consumo com o Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE) e Plataforma de Coleta da Distribuidora. Além disso, as adequações físicas devem atender às determinações do PRODIST e PRORET para o Sistema de Medição para Faturamento (SMF).

142. Essas especificações técnicas, que irão definir o tipo de medidor, bem como as características do sistema de comunicação, coleta e tratamento dos dados devem ser discutidas em detalhes, de modo a se definir os requisitos mínimos necessários.

143. Portanto, para abrir o mercado sem realizar a troca por medidores inteligentes, a discussão sobre a periodicidade de disponibilização dos dados de medição torna-se mais importante. Conforme aponta a CCEE, o processo de contabilização do mercado determina prazos para envio dos dados de medição de forma a viabilizar a realização da liquidação financeira. Porém, com a manutenção para o Grupo B dos medidores atuais e dos processos de coleta de dados

retaguarda; c) A distribuidora deve contabilizar os valores associados ao ressarcimento de que trata a alínea "a" no Subgrupo Créditos, Valores e Bens, conforme o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico; e d) O medidor de retaguarda deve ser vinculado à respectiva concessão ou permissão e registrado pela distribuidora no seu ativo imobilizado em serviço, em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica, conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico."

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

Pág. 35 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

realizados por leituristas, não é viável imaginar que as informações estarão disponíveis com a mesma agilidade. Pelo contrário, é provável que parte dos dados de medição dos consumidores do Grupo A sem telemedição e dos consumidores de baixa tensão estejam disponíveis com alguma defasagem de tempo em relação aos prazos da contabilização do mercado.

144. A CCEE sugere *“que a parcela de dados de medição indisponíveis a tempo da contabilização seja inicialmente tratada por meio de estimativas, com o devido ajuste corretivo realizado em momento posterior. O objetivo da primeira estimativa é permitir que uma prévia da alocação dos resultados do mercado seja atribuída a cada agente, buscando evitar que algum agente tenha que arcar com custos altos até a disponibilização dos resultados finais. Os períodos de ajustes de dados posteriores permitirão atribuir os resultados definitivos a cada agente de mercado, garantindo a integridade do mercado. Essas correções poderiam se dar em contabilizações de meses posteriores ou mesmo por meio de recontabilizações ordinárias. Vale ressaltar que processos similares de ajustes de dados de medição são realizados em diversos países que promoveram a abertura de mercado.”*

145. A ABRACEEL sugere procedimento a ser realizado para manter o medidor eletromecânico existente e permitir a migração: *“o ciclo de leitura seria mantido normalmente pela distribuidora. A distribuidora envia os dados de medição de toda a sua carga à CCEE e à comercializadora regulada. Desse consumo real, seria deduzido o consumo daqueles que trocaram de fornecedor, considerando uma curva de carga típica horária para a contabilização do PLD horário. Nos processos de contabilização e liquidação na CCEE, seria incluído um mecanismo de apuração e compensação entre distribuidora e comercializador varejista. Isso porque consumidores possuem ciclos de leitura distintos ao ciclo de medição na CCEE. Seria preciso calcular diferenças entre a medição verificada da distribuidora e a curva de carga típica considerada para o varejista e elaborar saldos a compensar entre as partes”*.

146. A Energisa também considera todos esses aspectos em sua contribuição: *“para os consumidores conectados na média e alta tensão, deverá ser exigida a troca do padrão de medição para um sistema com telemedição compartilhada entre a distribuidora e a comercializadora e, quando necessário, com a CCEE. Já para os consumidores de baixa tensão, a troca do padrão de medição deveria ser uma opção do consumidor ou da sua comercializadora, em função do tipo de contrato de energia firmado entre eles. Deverá haver a possibilidade de o consumidor migrar para o ACL mantendo o medidor convencional com um único acumulador da grandeza energia ativa, cuja leitura deverá ser feita de acordo com as rotas de leitura da distribuidora. Essa informação deverá ser mensalmente repassada para o próprio consumidor e para a sua comercializadora. A transformação dessa informação em um volume de energia mensal discretizado por hora, necessários para a contabilização pela CCEE, deverá se dar por regras pré-estabelecidas considerando uma curva de carga padrão típica daquela classe e estrato de consumo. Neste caso, a distribuidora atuará como um agregador de medição, informando mensalmente diretamente à CCEE a curva de carga resultante do conjunto de todos os consumidores vinculados a uma determinada comercializadora varejista. Já para a comercializadora, a distribuidora deverá informar mensalmente essa curva de carga discretizada por cada um dos seus respectivos consumidores”*.

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

Pág. 36 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

147. As opções e pontos de atenção foram apresentados nesta seção, e como pôde ser constatado, considerando as respostas dadas pelos agentes e instituições, o tratamento da medição é um tema de grande relevância para o processo de abertura. O objetivo dessa seção foi discutir quais as medidas necessárias para possibilitar a migração.

148. Assim, como medida regulatória necessária para permitir a abertura do mercado, devem ser estabelecidas as premissas para a migração de consumidores com a medição eletromecânica atual (por exemplo, definição da curva de carga do consumidor e procedimento para tratar o descasamento entre os dados de medição e o processamento da contabilização na CCEE). Requisitos técnicos mínimos para os medidores eletrônicos e a alocação do seu custo devem ser avaliados, mas não constituem impedimento para a abertura do mercado.

149. Por fim, apresentamos outras contribuições que devem ser observadas em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição:

- padronizar o processo de migração; e
- avaliar a possibilidade de criação de um serviço de coleta, agregação e disponibilização dos dados de medição a ser executado por terceiro, não apenas pela distribuidora, de modo que não seja necessário que todas as unidades consumidoras precisem ser representadas e modeladas individualmente na CCEE¹².

III.7. Da necessidade de proteção de consumidores residenciais em negócios de compra de energia

150. A CP MME 21/2016 e CP MME 33/2017 sugerem a necessidade de levar informação aos consumidores sobre o funcionamento do ACL por meio de campanhas de conscientização, com o intuito de reduzir a assimetria de informação, proporcionar ao consumidor condições para que tome a melhor decisão possível, e assim mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre.

151. Nesse contexto, a inclusão da pergunta 7 (*A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?*) buscou identificar, na visão da sociedade, qual o papel do regulador do setor elétrico na proteção dos consumidores que exercem a opção de migrar para o ACL.

152. Dentre as respostas apresentadas (itens 414 a 452 do Anexo I), diversas delas reforçam a necessidade de orientar o consumidor sobre o processo de abertura do mercado, bem como outras medidas necessárias à proteção do consumidor. Foram apresentadas as seguintes contribuições:

- (i) realização de campanhas de esclarecimento e conscientização dos consumidores;

¹² O responsável pela execução desses serviços é chamado de Agregador de Medição. Vide seção 6.1.2 da Carta CCEE CT-CCEE05492/2021, de 29/9/2021, e contribuição da LIGHT (item 372 do Anexo I) para maiores detalhes.

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

Pág. 37 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- (ii) indicar que os fornecedores varejistas tenham um produto padrão divulgado na internet, de modo a permitir a simulação e comparação de produtos razoavelmente padronizados, em ambientes de confiança, que garantam uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos;
- (iii) criar regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre;
- (iv) determinar que os comercializadores de energia para consumidores residenciais estabeleçam canais de atendimento acessíveis e atuem como disseminadores de informação, contribuindo para a capacitação dos consumidores à nova realidade;
- (v) mais especificamente, comunicar de forma clara ao consumidor o que significa mercado livre de energia, que ele continuará tendo o vínculo com a distribuidora, quais os riscos envolvidos, condições de suprimento a que estarão submetidos, direitos e deveres do consumidor;
- (vi) definir padrões contratuais mínimos que explicitem de forma simples as implicações contratuais;
- (vii) estabelecer um padrão de contrato que deverá ser seguido pelo agente do mercado que se dispuser a celebrar contrato de compra e venda de energia com consumidores residenciais atendidos em baixa tensão e os atendidos em média tensão com demanda até 75 kW;
- (viii) consumidores considerados hipossuficientes não devem ser expostos a tomadas de decisão e a condições de participação no mercado que sejam excessivamente complexas;
- (ix) o consumidor deve ser informado pelo supridor de situações que possam afetar seu custo de compra de energia de forma didática e com recomendações práticas de como evitar ou minimizar a exposição a esse custo;
- (x) o consumidor deve ser incluído no grupo que possui a salvaguarda do suprimento de última instância por meio da comercialização regulada caso ocorra descontinuidade na relação de suprimento com o comercializador varejista, notadamente em caso de quebra deste comercializador;
- (xi) estabelecer critérios e prazos para migração;
- (xii) garantir que as reclamações dos consumidores sejam endereçadas; e
- (xiii) atuar em prol da segurança do mercado, monitorar e definir condições regulatórias para a atuação dos comercializadores varejistas (critérios de entrada, manutenção e saída).

153. Outros agentes entendem que não existe a necessidade de um tratamento regulatório específico, pois o regramento setorial atual, código civil e código de defesa do consumidor são suficientes para regular a relação entre as partes. Nesse sentido, a ANEEL continuará fazendo o seu papel de regulação e fiscalização do setor, garantindo que os agentes regulados sigam as regras estabelecidas, tendo o consumidor autonomia para escolher a melhor opção para seu suprimento, arcando com os riscos, e até mesmo optar pela troca caso não esteja satisfeito. Assim, entendem que não é papel do regulador atuar na proteção de consumidores

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

Pág. 38 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

residenciais em negócios de compra de energia.

154. Dentre as contribuições apresentadas acima, recomendamos o tratamento dos itens (i) a (iv), como medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW.

155. A respeito da segurança do mercado, outras frentes de atuação da agência estão em andamento e futuramente podem ser também aprimoradas para levar em consideração as alterações trazidas pelo processo de abertura do mercado, a exemplo do processo de aprimoramento das Garantias Financeiras do Mercado de Curto Prazo (48500.003901/2012-91) e de aprimoramento das condições de monitoramento do mercado de energia elétrica (48500.004742/2021-32).

III.8. Dos aperfeiçoamentos no modelo de comercialização varejista

156. A REN 570/2013, alterada pela REN 654/2015, e mais recentemente, a Lei nº 14.120/2021, que promoveu alterações na Lei nº 10.848/2004 (alterou o art. 4º e introduziu os arts. 4º-A e 4º-B), trata da comercialização varejista, caracterizada pela representação, por agentes da CCEE habilitados, das pessoas físicas ou jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE.

157. A pergunta 8 questionou sobre quais aprimoramentos devem ser realizados nesse modelo de comercialização varejista (*Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?*).

158. As respostas (itens 453 a 487) concentraram-se em três tópicos principais: tratamento da inadimplência; segurança do mercado; e separação das atividades de atacado e varejo.

159. Com relação ao tratamento de consumidores inadimplentes, as contribuições solicitam a regulamentação da Lei 14.120/2021, no que tange ao desligamento de integrantes da CCEE, suspensão do fornecimento de unidades consumidoras modeladas na CCEE, encerramento da representação de consumidores por gerador varejista ou por comercializador varejista, assim como o aprimoramento da regra e maior rapidez no desligamento de consumidores inadimplentes.

160. Embora a regulamentação da comercialização varejista (REN 570/2013, alterada pela REN 654/2015) já esteja em concordância com as alterações trazidas pela Lei 14.120/2021, é importante discutir aprimoramentos para o tratamento da inadimplência. Alguns deles estão sendo discutidos e realizados no âmbito de processos de consolidação de Resoluções Normativas e o processo de aprimoramento da comercialização varejista também tratará do assunto.

161. Sobre a questão da segurança do mercado, solicitam o aprimoramento do sistema de garantias para os comercializadores varejistas. A COMERC propõe o estabelecimento de requisitos de capacidade técnica, econômica e financeira para os comercializadores varejistas em valores compatíveis com o tamanho de suas carteiras e volume de suas operações, devendo a regulação

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

Pág. 39 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

prever mecanismos de proteção para evitar comportamentos oportunistas ou imprudentes na administração dessas operações. A EDP sugere a criação de um agente garantidor para todos os agentes representados diretamente na CCEE, minimizando riscos jurídicos, evitando prejuízos aos consumidores e proporcionando maior robustez ao fluxo de pagamentos. A Casa dos Ventos sugere ainda que os varejistas autorizados a representar consumidores residenciais tenham que se sujeitar a regulação e fiscalização mais rígidas.

162. A separação das atividades de atacado e varejo (definição da fronteira) é solicitada por alguns agentes. A respeito desse assunto, a ANACE lembra que a CP 76/2019¹³, realizada pelo MME, deixou claro a contrariedade geral em relação a proposta de obrigatoriedade de representação de consumidores com carga igual ou inferior a 1 MW por comercializador varejista junto à CCEE. Conforme NT 54/2019/CGPR/DGSE/SEE, que encerrou a CP 76: *“a maioria das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 76/2019 se manifestou de forma contrária ao estabelecimento de obrigatoriedade de representação de consumidores com carga menor ou igual a 1 MW por comercializador varejista. A maior parte vai além, entende que não deveria haver limite obrigatório para essa representação e que a figura do comercializador varejista deveria ser incentivada por meios regulatórios, tornando-a atrativa para o mercado, independentemente de imposições. (...) a obrigatoriedade de representação junto à Câmara por comercializador varejista gera uma limitação na liberdade de escolha dos consumidores, além de criar uma reserva de mercado. Não obstante já existir um número considerável dessa modalidade de comercializadores habilitados junto à CCEE, as contribuições recebidas no âmbito da CP 76/2019 demonstram que a liberdade ampla tende a ser mais benéfica aos que desejam exercer seu direito de migração ao mercado livre. No lugar de se criar uma obrigação, deveriam ser buscados meios de promover a figura do comercializador varejista, mostrando suas vantagens e tornando-o mais atrativo, deixando para os consumidores a tarefa de eleger aqueles mais competentes e com o melhor custo-benefício para exercer sua representação frente à CCEE. (...) Portanto, uma vez que a maioria dos agentes do mercado se manifestou de forma contrária à proposta, e que os argumentos apresentados pela CCEE, apesar de consistentes, não superam os óbices da criação de reserva de mercado e limitação do direito de escolha dos consumidores, entendemos que a proposta, da forma como foi apresentada na Consulta Pública nº 76/2019, não se encontra em condições de ser levada adiante no presente momento. Em relação à sugestão de que essa obrigatoriedade seja estabelecida para consumidores com carga igual ou inferior a 500 kW, entendemos que o tema pode voltar a ser tratado juntamente com a discussão da possibilidade de abertura do mercado livre para os consumidores nesse mesmo patamar de carga.”*

163. Conforme destacado na NT do MME, o entendimento da maior parte dos agentes é que o comercializador varejista deve oferecer produtos atrativos para o mercado, colocando-se como uma alternativa competitiva para os consumidores. Na visão dos consumidores, a obrigatoriedade é prejudicial ao mercado, compromete a migração com custo desnecessário decorrente da representação a ser contratada com terceiros (via comercializador, gerador ou consultoria), bem como afeta diretamente a concorrência. O fato é que o consumidor deve procurar a representação varejista por entender que este serviço agrega valor, reduz custos de transação e

¹³ A Consulta Pública nº 76/2019 teve como objetivo disponibilizar para a sociedade proposta de representação obrigatória de direitos por comercializador varejista ao efetuar a migração para o ACL.

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

Pág. 40 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

simplifica sua atuação no ACL. E não por mera obrigação. Devido a complexidade e custos de atuação nesse mercado (vide relação de impactos negativos na seção III.1), é natural que o consumidor busque esse tipo de serviço. É pouco provável que um consumidor residencial opte por acessar a CCEE diretamente. Portanto, qualquer imposição regulatória que represente barreira de entrada e atuação para qualquer atividade econômica deve ser seriamente ponderada e justificada. Ademais, de modo a permitir a modernização e aperfeiçoamento dos sistemas da CCEE e limitar os custos administrativos e operacionais devido à migração de grande quantidade de consumidores, é legítimo que a CCEE cobre de seus agentes associados, os custos incorridos para participar diretamente na CCEE. Esse custo seria um dos elementos a ser avaliado pelos agentes em sua tomada de decisão sobre acessar diretamente a CCEE ou buscar um serviço de representação varejista.

164. Contudo, a definição da fronteira para acessar diretamente a CCEE trata-se de tema que pode voltar a ser discutido em processos específicos.

165. Além desses pontos destacados, outras contribuições foram apresentadas pelos agentes nas respostas à questão 8 e pela CCEE em sua carta:

- simplificação do modelo de representação varejista para os pequenos consumidores;
- permitir que um consumidor exerça funções semelhantes à do comercializador varejista, permitindo agregar todas as unidades consumidores do mesmo grupo econômico, não apenas aquelas representadas por CNPJs de matriz e filiais;
- criar um banco de inadimplentes setoriais de fácil acesso pelas comercializadoras e distribuidores, que seriam capazes de consultar o status de um consumidor e também realizar o registro de consumidores inadimplentes;
- criação de regime tributários especial, via convênio CONFAP, para que as despesas na CCEE (resultados da liquidação financeira, contribuição associativa, pagamento de encargos) não componham a base de cálculo do ICMS quando da representação varejista;
- reduzir as obrigações periódicas de informações a serem enviadas à CCEE para garantir a manutenção da autorização do varejista;
- criação do agregador de medição (citado na seção III.6)¹⁴;
- uma vez criado o agregador/agente de medição (distribuidoras locais), a regulação deve prever os procedimentos para registro junto ao agente de medição das relações contratuais entre os comercializadores varejistas e seus clientes; e
- tratamentos para eventuais disputas judiciais não devem ser previstos na regulação e deverão ser tratadas caso a caso pelas partes envolvidas.

166. Como medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado, deve-se discutir e aprimorar o tratamento da inadimplência, a segurança do mercado, a agregação de dados de medição, a separação das atividades de atacado e varejo, bem como os pontos destacados

¹⁴ Vide seção 6.5 da Carta CCE CT-CCEE05492/2021, de 29/9/2021, para maiores detalhes.

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

Pág. 41 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

no item acima. Ressalta-se que a discussão desses assuntos deve ser realizada no âmbito do processo de aprimoramento da comercialização varejista, já previsto na Agenda Regulatória da ANEEL (código C&M21-20¹⁵ da Agenda Regulatória para o biênio 2022/2023, aprovada pela Portaria nº 6.705, de 7/12/2021).

III.9. Dos prazos e cronograma de ações para a abertura do mercado

167. O cronograma estabelecido na Portaria 465/2019 dispõe que a flexibilização relativa a consumidores com demanda inferior a 500 kW será realizada a partir de 1º de janeiro de 2024. Porém, não define quais serão as etapas de abertura para cargas com demandas inferiores. Ou seja, a Portaria permite tanto a definição de que todos os consumidores com carga inferior a 500 kW sejam livres a partir de 2024, como a definição de que as restrições sejam relaxadas de forma gradual até a abertura completa do mercado.

168. O objetivo da questão 9 (*Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?*), conforme colocado na NT 50/2021, foi obter subsídios para a construção de uma proposta de cronograma para a efetiva abertura do ACL para consumidores com demanda inferior a 500 kW, a partir de 1º/1/2024.

169. Contudo, diante da complexidade das discussões realizadas e expostas nas seções desta NT, podemos constatar a dificuldade de se estabelecer um cronograma com datas e prazos predefinidos.

170. Logo, ao invés de se estipular um cronograma com datas e prazos, é prudente definir que ações devem ser realizadas para viabilizar a abertura do mercado livre.

171. Esse entendimento é respaldado por diversos agentes em suas respostas à questão 9 (itens 488 a 528 do Anexo I). Foram apresentadas as seguintes ações e pré-requisitos considerados pelos agentes como necessários para viabilizar uma abertura sustentada do mercado livre de energia:

- (i) a abertura deve ser gradual, considerando um cronograma coerente com a redução dos contratos legados, a fim de se obter respostas do mercado e realizar possíveis ajustes necessários para as próximas etapas, minimizando assim, a sobrecontratação das distribuidoras;
- (ii) endereçar soluções para a contratação de recursos adicionais como potência ou flexibilidade, via contratação de reserva de capacidade;
- (iii) fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL);
- (iv) reduzir os subsídios tarifários vigentes;
- (v) separação entre lastro e energia;

¹⁵ Atividade: Aprimorar a Resolução Normativa que trata da comercialização varejista, sob a ótica de abertura de mercado (flexibilização dos requisitos de migração para o ACL) e da viabilidade de agregação de dados de medição.

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

Pág. 42 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

- (vi) separação das atividades de distribuição e comercialização com estabelecimento de tarifas que assegurem a sustentabilidade econômico-financeira de cada atividade;
- (vii) implementar tarifa binômia para consumidores de baixa tensão;
- (viii) revisão da regulação sobre o reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização do sistema elétrico e em redes e medidores inteligentes;
- (ix) melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos;
- (x) definir regras de suspensão e religamento de fornecimento a serem aplicadas para os consumidores que se enquadrarem em uma categoria vulnerável;
- (xi) definir regras para consumidores inadimplentes;
- (xii) implementar um amplo programa de comunicação, detalhando regras, riscos, oportunidades, responsabilidades e deveres associados à migração; e
- (xiii) aprimoramento da segurança do mercado e do sistema de garantias na CCEE.

172. Os tópicos elencados acima foram abordados nas seções desta NT ou nos comentários do Anexo I. A consolidação dos itens identificados como aprimoramentos regulatórios necessários para permitir a abertura do ACL será apresentada na seção de conclusão.

173. Outras contribuições apresentam cronogramas com definição de requisitos e datas para abertura (itens 493, 496 - 501, 504, 505, 508 - 511, 513, 514, 518, 520, 523, 525), que variam de uma abertura total para todos os consumidores a partir de janeiro de 2024 até uma abertura para consumidores do grupo B, que pode passar de 2030. A resposta da ABRACEEL à pergunta 3 traz uma proposta de cronograma escalonado (Figura 2), que segundo a associação, respeita os contratos vigentes sem acarretar custos adicionais aos consumidores que desejarem permanecer com os seus atuais supridores. A proposta teve como base um estudo realizado em março de 2021. Portanto, os resultados finais ainda dependem, dentre outras premissas e considerações, de definições sobre as cotas de garantia física referentes a usinas da Eletrobras e sobre como a energia de Itaipu será comercializada após a revisão do Anexo C do Tratado, prevista para 2023.

174. Por fim, conforme discutido na seção III.3, o cronograma de abertura deve ser compatível com o tratamento dos contratos legados, de forma a minimizar os impactos sobre os consumidores remanescentes das distribuidoras.

III.10. Das considerações adicionais

175. O questionamento 10 (*Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?*) teve o objetivo de abrir espaço para que os interessados pudessem apresentar outros aspectos considerados relevantes, não abordados nas demais questões.

176. Poucos aspectos adicionais foram trazidos pelos agentes e instituições, os quais utilizaram as respostas à questão 10 como uma oportunidade para realçar as contribuições, entendimentos e argumentações expostas nas outras respostas ou apresentar novas

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

Pág. 43 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

argumentações para temas já discutidos nas seções anteriores.

177. Dentre os aspectos adicionais não apresentados anteriormente, estão os seguintes:
- (i) a abertura do mercado pode reduzir a potência de sinais econômicos relevantes, como a bandeira tarifária, hoje limitada aos consumidores regulados;
 - (ii) comprometimento da universalização do acesso em caso de extinção do ACR, pois a comercializadora varejista não possui a obrigação de atender determinado consumidor;
 - (iii) estabelecer prazos para atendimento e ligações de novos consumidores por parte das comercializadoras;
 - (iv) avaliar a possibilidade de considerar mais instituições bancárias no processo de liquidação financeira das operações na CCEE, pois a morosidade e ineficiência com a designação de apenas uma instituição bancária é clara quando se trata de um processo inovador e de possível migração em massa de clientes pequenos e pulverizados;
 - (v) flexibilizar o atendimento das distribuidoras a metas de indicadores (Percentual de Chamadas Atendidas, INS – Índice de Nível de Serviço, ICO – Índice de Chamadas Ocupadas etc), pois haverá uma elevação dos contatos com o atendimento da distribuidora, para prestação dos devidos esclarecimentos sobre o processo de mudança do setor;
 - (vi) necessidade de revisão dos prazos de envio e ajustes de dados no SCDE, caso seja identificada a indisponibilidade de leitura dentro do ciclo de faturamento, pois considerando a pulverização dos clientes, torna-se inviável a modalidade atual de exigências da CCEE perante penalidades e consolidação de dados;
 - (vii) buscar manter para os consumidores do grupo B, o atual modelo de calendário de leitura e faturamento do serviço de Uso da Rede por parte da distribuidora, com o intuito de evitar onerações desnecessárias; e
 - (viii) melhoria na forma de modelagem de divulgação dos descontos relativos a geração por fontes incentivadas em virtude da ampliação de unidades que poderão fazer uso do benefício.
178. Os pontos elencados acima podem ser considerados nas discussões sobre o aprimoramento e atualização dos dispositivos citados ao longo desta NT.
179. Por último, destacamos outro tema citado nas contribuições pela ABRADDEE, Energisa, Equatorial Energia e na carta da CCEE: o possível crescimento dos custos relacionados à CDE em razão do aumento da migração. Entretanto, não há medidas regulatórias a serem tomadas, uma vez que o subsídio é estabelecido por Lei (9.427/1996).

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

Pág. 44 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

180. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios: Leis 9.074/1995; 9.427/1996; 9.658/1998; 10.848/2004; 12.783/2013; e 14.120/2021; Decretos 5.163/2004; e 10.707/21; Resoluções Normativas 247/2006; 376/2009; 570/2013; e 1.000/2021; e Portarias 514/2018; 187/2019; 403/2019; e 465/2019.

V - DA CONCLUSÃO

181. Conforme disposto nesta NT, em atendimento à Portaria 465/2019, identificamos a necessidade de aprimoramentos regulatórios para os seguintes itens:

- implementação de campanhas de esclarecimento e conscientização dos consumidores a respeito do processo de migração e atuação no ACL;
- indicação para que os fornecedores varejistas tenham um produto padrão divulgado na internet, de modo a permitir a simulação e comparação de produtos razoavelmente padronizados, em ambientes de confiança, que garantam uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos;
- regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre;
- determinação para que os comercializadores de consumidores residenciais estabeleçam canais de atendimento acessíveis e atuem como disseminadores de informação, contribuindo para a capacitação dos consumidores à nova realidade;
- condições e requisitos (critérios, prazos, necessidade de estar adimplente e comunicar a decisão de saída para a distribuidora, por exemplo) para a migração dos consumidores regulados ao ambiente de comercialização livre;
- estabelecer prazos para atendimento e ligações de novos consumidores por parte das comercializadoras;
- forma de apresentação das faturas de energia elétrica aos consumidores com carga inferior a 500 kW, atendidos no ACL;
- procedimento para a migração de consumidores com a atual medição eletromecânica (definição da curva de carga do consumidor e procedimento para tratar o descasamento entre os dados de medição e o processamento da contabilização na CCEE);
- comercialização varejista;
- desligamento de integrantes da CCEE;
- suspensão do fornecimento de unidades consumidoras modeladas na CCEE;
- encerramento da representação de consumidores por gerador varejista ou por comercializador varejista;
- procedimento de corte de consumidores inadimplentes; e
- suprimimento pela distribuidora de consumidores desligados de seu supridor no ACL por motivo de desligamento do supridor da CCEE.

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

Pág. 45 da Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL, de 31/1/2022.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

182. Recomendamos o encaminhamento desta NT ao MME, em cumprimento ao disposto no § 6º, do art. 1º, da Portaria nº 514, de 27/12/2018, alterada pela Portaria nº 465, de 12/12/2019.

(Assinado digitalmente)
MATHEUS PALMA CRUZ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
OTÁVIO RODRIGUES VAZ
Superintendente Adjunto de Regulação
Econômica e Estudos do Mercado

De acordo:

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

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6



(Fl. 46 da Nota Técnica nº 10/2022–SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

Anexo I**Compilação das Contribuições Referentes à Tomada de Subsídios nº 10/2021****Contribuições Recebidas – Respostas às Perguntas****1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?**

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
1	ABEEÓLICA, ABRAGE, APINE e Engie	<u>Impactos positivos</u> : Maior competição na venda de energia; Maior percentual do consumo reagindo a preço; Maior liberdade para os consumidores escolherem seus fornecedores de energia; Reduz interferência governamental no mercado de energia elétrica e na expansão do sistema; e A expansão se dará por meio de fontes mais eficientes e por meio de produtos mais customizados aos interesses dos consumidores. <u>Impactos negativos</u> : Risco de sobrecontratação das distribuidoras; Custo elevado de adequação do sistema de medição de faturamento; e Tira discricionariedade do planejador e diminui a abrangência dos leilões centralizados de energia que, atualmente, é o principal mecanismo utilizado pelo planejador para contratar, juntamente com energia, outros requisitos necessários para a garantia do fornecimento, tais como potência e flexibilidade.	Vide seção III.1 desta NT. Percebe-se uma certa contradição entre o quarto ponto levantado como positivo e o terceiro ponto considerado negativo. Ao mesmo tempo em que apontam a redução da interferência governamental no mercado de energia elétrica e na expansão do sistema como ponto positivo, os agentes chamam a atenção para o fato de em um mercado com maior participação do ACL na expansão do sistema, a redução da contratação centralizada pode acarretar em impactos negativos.
2	ABGD	A abertura de mercado é benéfica ao consumidor em todos os níveis. O consumidor tem mais liberdade de escolha, um dos objetivos da abertura de mercado. Além disso, a possibilidade de também poder gerar sua própria energia através da geração distribuída pode ser um fator chave quando o consumidor livre estiver negociando suas tarifas, a depender do modelo de abertura de mercado.	Vide seções III.1 e III.2 desta NT.
3	ABRACE	A competição na contratação é um dos pontos principais na abertura de mercado, em que o consumidor estará livre para escolher seu fornecedor, qual fonte deseja comprar e qual preço se mostra mais competitivo. Sendo assim, uma das vantagens a liberdade que o mercado livre pode proporcionar. Porém, o processo de modernização deve caminhar com a abertura de mercado, com ações a serem tomadas previamente a tal abertura ou de forma concomitante. Tais temas já estão sendo discutidos nos PLs que tramitam no Congresso Nacional, como a modernização das tarifas de todos os consumidores, com foco na tarifação multipartes, a separação dos negócios de distribuição, sendo esta gestora do fio e outro negócio para energia, modernização na formação dos preços de energia, visando a migração para o modelo de oferta de preços e quantidades, sinal locacional na transmissão e distribuição e a não necessidade de o consumidor estar 100%	Vide seção III.1 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 47 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		contratado. Para uma abertura benéfica ao setor, é imprescindível que tais assuntos sejam discutidos e endereçados, além de outros que levam a mudanças em regulações específicas.	
4	ABRACEEL	A liberdade de escolha por parte do consumidor possibilita melhor gestão de preferências e riscos, que só pode ser alcançada por meio da concorrência permanente entre os participantes de mercado. Os consumidores que podem exercer o poder de escolha se beneficiam de menores preços, o que vale para qualquer setor da economia. Enquanto o Brasil teve um incremento real nos custos de energia para o consumidor residencial de 10% entre 2010 e 2019, os estados dos Estados Unidos com abertura integral de mercado reduziram os custos em 31%, ao passo que os estados que mantiveram a estrutura regulada reduziram em 18% no mesmo período. Com a abertura de mercado, o consumidor assume um papel mais ativo, podendo optar por uma variedade de produtos, prazos e preços antes inacessíveis a ele, além de uma informação mais direta sobre os custos da energia, o que lhe possibilita exigir maior qualidade dos serviços prestados. O mercado livre está pronto para avançar em seu cronograma de abertura, oportunizando também aos consumidores de menor porte usufruir dos seus benefícios, tal como se observa com os consumidores de maior porte. Não é possível enxergar impacto negativo na liberdade de escolha, que de resto representa a opção para o consumidor decidir qual o fornecedor da energia que utiliza em seu negócio e sua residência.	Vide seção III.1 desta NT.
5	ABRADEE	Os impactos dependem essencialmente das escolhas regulatórias feitas para a arquitetura do mercado livre em nível varejista. Em teoria, a abertura pode resultar em ganhos de eficiência, com redução de custos, além de permitir maior engajamento e satisfação aos consumidores, que poderão participar mais ativamente na escolha do perfil da energia que os atende. Por outro lado, a depender do desenho escolhido, pode-se incorrer em problemas de duplicação de estruturas administrativas e comerciais, deseconomias de escala e de escopo e imposição de riscos adicionais aos agentes, com elevação de custos ao setor. A escolha do desenho associado à abertura do mercado deve, portanto, sopesar os prós e contras de cada alternativa. Autores consagrados, como Tirole, Joskow e Littlechild, além de publicações em periódicos consagrados de economia de energia e estudos desenvolvidos em instituições de classe mundial, como o Oxford Institute of Energy Studies, divergem em relação aos benefícios colhidos diante dos postulados. Em suma, a literatura sinaliza que os resultados da abertura são condicionais à forma como ela é realizada, podendo alcançar resultados positivos ou negativos. Não obstante esses estudos sirvam de alerta em relação à abertura do mercado varejista no Brasil, é importante ressaltar que há possibilidades de avanços na configuração atual do modelo de comercialização regulada, que possuam mérito suficiente na direção de aumentar a eficiência do nosso modelo frente a desafios que lhe são próprios, como: (i) o elevado nível de perdas não técnicas e inadimplência; (ii) o déficit socioeconômico motivador de subsídios de diversas naturezas; e (iii) a rigidez da contratação de energia, com alocação desigual de custos sistêmicos entre os ambientes livre e regulado, legados relacionados a energias compulsórias e subsídios que distorcem a competição e a comparação das alternativas de migrar ou manter-se no atendimento regulado. Nesse contexto, é preciso evitar que a abertura seja uma oportunidade de evasão indevida de custos por meio da migração. O serviço da rede continuará sendo necessário, qualquer que seja o supridor da energia, o que demanda especial cuidado para que se evitem modelos que tornem a	Vide seção III.1 desta NT. Quanto aos itens (i) (ii) destacados como ineficiências do modelo atual, entendemos que não possuem correlação direta com o processo de abertura do ACL. Ou seja, são problemas do modelo que continuarão ocorrendo, abrindo o mercado ou mantendo como está. O item (iii) será discutido em outras seções desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 48 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		distribuição de energia, em todas as suas dimensões, uma atividade insustentável. Por fim, é importante destacar que o sucesso da abertura de mercado dependerá da ampla comunicação com os consumidores.	
6	ABSOLAR	Primeiramente, deve-se considerar que deve existir uma preparação inicial do mercado, para que exista uma migração significativa ou, de forma mais agravante, a utilização da assimetria de conhecimento e informação entre as comercializadoras e os consumidores, levando a contratações ineficientes de energia ou até mesmo conduzir a cenários com práticas comerciais abusivas. Também é importante atentar à quebra de expectativa da população em relação ao significado da “escolha do fornecedor de energia”. Segundo estudo da ABRACEEL com o Datafolha 70% dos brasileiros gostariam de trocar o fornecedor de energia. Entretanto, esta “troca” é irreal – e isso deve ser deixado muito claro para o consumidor – uma vez que, mesmo com a migração para o mercado livre, o consumidor continua tendo o relacionamento com o atual fornecedor de energia dele – no caso, a distribuidora. Portanto, a insatisfação dos consumidores com a qualidade de energia e de atendimento da distribuidora, que em grande parte motivam esse desejo pela “troca de fornecedor”, não será resolvida com a migração para o mercado livre. <u>Impactos positivos</u> : Permite que o consumidor obtenha uma maior economia, quando às medidas de eficiência energética; Maior liberdade para os consumidores na gestão do suprimento de energia e escolha de seus fornecedores; A expansão se dará por meio de fontes mais eficientes; Maior liquidez tanto no varejo quanto no mercado atacadista; Modernização nos sistemas de medição; Criação de novos produtos e serviços, como foco em tecnologia para atender o novo mercado de consumidores de varejo no mercado livre. <u>Impactos negativos</u> : Baixo grau de amadurecimento dos consumidores para gerir contratos de suprimento de energia; Risco de práticas comerciais abusivas, como venda casada, para consumidores com pouco conhecimento do mercado; Risco de sobrecontratação das distribuidoras; Imposição da necessidade de tratamento dos contratos legados; Acelera a necessidade de <i>unbundling</i> (desintegração vertical).	Vide seção III.1 desta NT.
7	AcendeBrasil	<u>Impactos positivos</u> : mais autonomia para o consumidor e possibilidade de redução de custo; precificação mais flexível e mais aderente às condições de mercado (como, por exemplo, maior percentual do consumo reagindo a preço); estímulo à inovação; potencial menor intervenção governamental com a redução de contratação centralizada de energia; intensificação da concorrência na aquisição de energia no mercado atacadista; incentivo à oferta de serviços de resposta da demanda, eficiência energética e transição energética. <u>Impactos negativos</u> : se a transição for malfeita pode haver comprometimento da sustentabilidade da distribuição (incluindo sobrecontratação e contratos legados); precificação potencialmente mais instável e potenciais impactos sobre tarifas no mercado regulado; consumidores e comercializadores podem ficar mais expostos ao risco, aumentando a probabilidade de falência de agentes supridores de energia e o risco de judicialização nos casos de más escolhas, arrependimentos e assimetria de informação; possibilidade de propagação de risco em cadeia, resultando em risco sistêmico, na ausência de mecanismos de segurança de mercado mais robustos.	Vide seção III.1 desta NT.
8	AES	A possibilidade de permitir à todos os consumidores a livre escolha de seu fornecedor de energia, possibilitará, além do empoderamento do consumidor, o uso de plataformas já existentes no mercado como, por exemplo, o Energia+ da AES Brasil, uma plataforma digital que permite essa transição para o mercado livre e simulação de compra energia. Outro	Vide seção III.1 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 49 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		<p>impacto positivo relevante é o aumento da competição no segmento de comercialização, proporcionando a oferta de melhores serviços ao consumidor tanto no fornecimento de energia como de outros produtos associados com a nova demanda que se criará. O processo deve dispor de regulação específica e controles mais robustos para garantir o suprimento de energia através dos comercializadores e, conseqüentemente, uma segurança sistêmica. Ainda, uma vez que a CCEE permaneça como instituição responsável pela gestão comercial de todos esses novos consumidores, é imprescindível uma modernização de seus sistemas, os quais deveriam buscar aperfeiçoamentos para processos cada vez mais eficientes e céleres, além de integrações mais facilitadas, o que suportaria adequadamente o aumento de demanda visto a migração dos consumidores, inclusive deve-se observar os diferentes escopos e responsabilidades dos mercados atacadista e varejista. Por fim e em síntese, a abertura do mercado livre é sem dúvida um marco de impactos positivos para a liberalização do mercado energia, o que acarretará em competitividade e melhoria da prestação dos serviços, por outro lado, considerando o legado de um mercado que há décadas opera de forma diferente, deve-se ter atenção para se manter de forma adequada a segurança jurídica e regulatório do setor, sendo necessária toda a transparência nas próximas ações da abertura de mercado e possibilitada a adequação dos modelos de negócios atuais como é o caso das distribuidoras, que deverão ter meios eficientes para lidar com eventuais sobrecontratações de energia.</p>	
9	ANACE	<p>A ANACE recebe com satisfação e cautela as disposições propostas para a abertura do mercado de energia. Satisfação, na medida em que a redução gradual dos limites de carga constitui indiscutivelmente elemento que promove a competitividade e permite a eficiência que o mercado exige para seu crescimento e maturidade. Cautela porque a implementação da abertura exige maior conscientização do público e pode criar custos prejudiciais ao mercado e conseqüentemente à concorrência, com o condão de eliminar os potenciais benefícios almejados com a abertura da comercialização. Na visão da ANACE, a redução gradual dos requisitos de migração exigirá a correção de inúmeros desequilíbrios já existentes e que tendem a se agravar com a ampliação do mercado livre, sendo imprescindível, para tanto, promover-se a simplificação de regras, tanto no relacionamento com a CCEE como com as distribuidoras de energia.</p>	Vide seção III.1 desta NT.
10	Casa dos Ventos	<p><u>Impactos positivos:</u> Redução do uso do mercado de energia como ferramenta política; Possibilidade de melhor sinalização de preços para os consumidores; Maior liberdade de escolha para os consumidores; Melhor alocação de riscos.</p> <p><u>Impactos negativos:</u> Possibilidade de reequilíbrio econômico-financeiro das concessões de distribuição; Descentralização dos riscos; Maior complexidade para regulação e fiscalização.</p>	Vide seção III.1 desta NT. A descentralização dos riscos pode ser considerada tanto como aspecto negativo, como positivo. Por isso, não foi destacada na seção III.1 da NT.
11	CCEnel-RJ e CONACEN	<p>Só traz aspectos positivos, com impacto real na redução dos custos com energia elétrica, pela competição que se estabelece entre agentes fornecedores. A prática histórica dessa liberdade ao consumidor, que vem se ampliando gradativamente tendo como referência a demanda contratada junto à distribuidora, mostra reduções entre 20% e 30%. Há casos em que a redução atinge percentuais superiores a 30%. Portanto, os impactos com a abertura do mercado serão sempre positivos.</p>	Vide seção III.1 desta NT. Não há como prever os valores futuros relacionados à contratação de energia pelos consumidores no mercado livre de energia.

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

(Fl. 50 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
12	CHESF	<u>Impactos positivos</u> : Criação de concorrência para atendimento a uma fração maior de consumidores, com possibilidade de redução final de preço; Aumento da eficiência entre os fornecedores de energia devido ao aumento da competitividade; Migração para o ACL acarretará maior resposta do consumidor ao sinal econômico dos preços. <u>Impactos negativos</u> : Mudanças devem ser concomitantes com aprimoramentos da modernização do setor elétrico, de forma a evitar problemas como a sobrecontratação das distribuidoras; Com a separação de lastro e energia e com a venda de energia sendo realizada predominantemente no ACL, pode haver dificuldade para a viabilização de empreendimentos estruturantes apenas com a receita oriunda do atributo de capacidade, uma vez que sem contratos de venda de energia de longo prazo, dificultará a garantia do financiamento destes projetos.	Vide seção III.1 desta NT.
13	Comerc	O principal impacto positivo é a possibilidade de os consumidores obterem redução do custo de aquisição de energia elétrica a partir da escolha do fornecedor desse insumo. Outros impactos positivos são: o maior conhecimento do uso da energia elétrica com mais possibilidades de implementação de medidas eficazes de eficiência energética e de resposta da demanda aos preços de energia elétrica; o aumento da competitividade entre os fornecedores e a consequente busca pela eficiência operacional; o desenvolvimento da digitalização e inovação tecnológica (como medidores inteligentes, casas inteligentes) podendo ser associados outros serviços ao suprimento de energia elétrica em modelos Energy as a Service (EaaS); escolher a fonte de origem da geração de eletricidade para atendimento a metas corporativas ou pessoais de sustentabilidade. Como desafio da abertura de mercado para pequenos consumidores é a necessidade de comunicação transparente e didática sobre os produtos e serviços relacionados à energia elétrica, permitindo a escolha consciente de um determinado fornecedor ou produto/serviço de tal forma que os consumidores de fato consigam atingir o objetivo de migrar do ambiente cativo para o livre, seja por questões de custo, de sustentabilidade, dentre outras razões. Adicionalmente, quanto menor o consumidor, mais simples tem que ser o processo de migração para o livre, não precisando ser ele a fazer toda a operacionalização da migração assim como dos registros de contratos na CCEE e no acompanhamento dos processos de contabilização e liquidação dessa Câmara.	Vide seção III.1 desta NT.
14	CONCEL	<u>Impactos positivos</u> : poder de liberdade de escolha do consumidor em contratar a energia que será utilizada, o que lhe trará uma previsibilidade real dos gastos com a energia; a liberdade econômica dos agentes; a redução dos preços da energia elétrica; a possibilidade de negociar prazos contratuais, pois dessa forma terá condições de dimensionar o consumo durante o período contratado; poder contratar energia de fontes renováveis; preços e índices de reajuste. <u>Impactos negativos</u> : falta de conhecimento dos consumidores, pois a grande maioria constitui-se de pessoas de baixa renda e com pouca instrução sobre esse novo mercado; fragilidade do consumidor na relação contratual, por ser o lado mais vulnerável e hipossuficiente frente à negociação dos valores das tarifas a serem contratadas. Dessa forma, entendemos que somente serão beneficiados os consumidores que migrarem para o mercado livre, pois são eles que possuem um nível maior de conhecimento para atuar nesse novo cenário, ficando no mercado cativo os consumidores menos favorecidos – o lado mais frágil.	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 51 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
15	CONCEL-MT	<u>Impactos positivos</u> : Competição; Previsibilidade; Transparência dos custos; Prazo, Preço e índice reajuste pactuados bilateralmente; Possibilidade de renegociação em momentos de crises. <u>Impactos negativos</u> : Não existem fatores negativos propriamente ditos, mas pontos de atenção como o que fazer com os contratos de longo prazo de compra de energia das distribuidoras em vigor.	Vide seção III.1 desta NT.
16	Concemig	A abertura de mercado de energia elétrica é um objetivo a ser buscado e que tem sido defendido pelo Conselho de Consumidores da Cemig. Entendemos que ela deve ser conduzida de forma cautelosa e em conjunto com as mudanças do setor que permitam maximizar os aspectos positivos e minimizar possíveis aspectos negativos. Nos últimos anos verificou-se intensa migração dos chamados consumidores especiais. Esta migração se tornou atrativa para os consumidores em questão em função de preços de energia mais baixos que no mercado cativo em razão principalmente do subsídio proveniente do desconto da TUSD para estas fontes. Este subsídio se reflete na CDE e em última análise é bancado pelos consumidores que permanecem no mercado regulado. Somente a rubrica Descontos Tarifários na Distribuição atingiu 13,2 bilhões no orçamento da CDE 2021. Dentro desta rubrica o item Consumidor Fonte Incentivada chega a 4,15 bilhões e corresponde a mais de 31%, sendo o componente de maior participação. Pode se verificar também como este subsídio tem crescido nos últimos anos. Tudo isso se reflete numa situação de distorção na alocação dos custos e riscos entre os mercados livre e regulado. Conforme apontado pelos relatórios produzidos pelo GT Modernização, antes de avançar na abertura de mercado é necessário corrigir estas distorções. Cabe lembrar que a redução dos subsídios aos consumidores rurais está em curso, devendo ser completada em 2023. A lei 14120/2021 determina que os descontos de TUSD e TUST referentes às fontes incentivadas deixarão de existir para novos empreendimentos após o intervalo de um ano de promulgação da lei e estabelece uma prorrogação dos descontos para os empreendimentos existentes com percentuais de 50% e 25% por mais cinco e dez anos respectivamente. Isto aponta para uma redução destes subsídios no longo prazo, mas as distorções continuarão existindo ainda por um longo tempo. Embora dependa de alteração na legislação, entendemos que estes prazos para redução dos subsídios dos descontos de TUSD e TUST devem ser reduzidos. Nossa visão geral a respeito de subsídios é que eles devem ser retirados das tarifas de energia elétrica e se aprovados pelo Congresso Nacional devem ser bancados pelo Tesouro. Há que se ter um foco especial na preservação de condições adequadas para os consumidores que permaneçam no mercado regulado. É de se esperar que sejam muitos, considerando a realidade econômica e social do Brasil. Migrar para o mercado livre implica que o consumidor terá que assumir riscos que ele na condição de regulado não tem. Terá que lidar com contratos de menor duração, de 3 a 5 anos, fazendo renovações mais constantes de contratação de fornecedor e compreendendo como funciona o setor elétrico e os riscos envolvidos nas suas escolhas. Os consumidores de maior porte que já migraram para o mercado livre ou os que estão migrando atualmente tem muitas incertezas e muitos contrataram suporte de especialistas para assessorá-los nas suas decisões. Por tudo isso, é razoável supor que muitos consumidores do grupo B preferirão se manter no ACR. <u>Impactos positivos</u> : Liberdade de escolha do seu fornecedor de energia por parte do consumidor; Possibilidade de redução dos preços da energia comprada pelo consumidor a partir da competição entre ofertantes; Tendência de que o consumidor se torne mais ativo na gestão	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 52 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		do seu consumo de energia, escolhendo produtos e serviços que permitam gerenciar o seu consumo de forma a obter menores custos e uso mais eficiente da energia. Um exemplo disso seria o consumidor de BT optar por tarifas que tenham postos tarifários horários; <u>Impactos negativos</u> : Possibilidade de aumento das tarifas para os consumidores que permanecerem no ACR se as regras atualmente em vigor não forem alteradas e as distorções corrigidas. A expansão da oferta de energia deve ser suportada por todos os consumidores. Hoje esta expansão é assegurada pelos consumidores do ACR. É preciso reequilibrar os riscos e custos entre os consumidores do ACR e do ACL; Risco de sobrecontratações expressivas para as distribuidoras, o que no limite pode inviabilizar estas empresas ou significar aumentos tarifários para os consumidores que permanecerem no ACR.	
17	ConEDP-ES, ConEDP-SP e ConDECELTA	<u>Impactos positivos</u> : previsibilidade, a liberdade econômica dos agentes, a menor intervenção governamental, a livre concorrência, a redução dos preços da energia elétrica, a transparência, a possibilidade de negociar prazos contratuais, preços e índices de reajuste. <u>Impactos negativos</u> : A grande massa da população brasileira (consumidores da classe residencial) constitui-se de pessoas com baixa renda e pouca instrução, as quais certamente terão dificuldade em migrar para o mercado livre, dada as suas limitações de conhecimento para atuar neste novo cenário. Dessa forma, acreditamos que os que tem maior probabilidade de migrar para o mercado livre são os consumidores que têm um nível socioeconômico mais elevado e maior conhecimento e desenvoltura para atuar neste novo cenário, assim, ficariam no mercado cativo as pessoas menos favorecidas, que constituem a maior parcela da população brasileira. Daí a nossa preocupação com o custo que atualmente está sendo suportado somente pelos consumidores cativos (encargos setoriais, perdas e subsídios), o qual deveria ser distribuído também para o mercado livre e para a geração distribuída, caso contrário penalizará cada vez mais a população menos favorecida deste país, que como vimos é justamente o público que tende a ficar no ACR.	Vide seção III.1 desta NT.
18	ConElektro	<u>Impactos positivos</u> : A criação de um mercado competitivo onde consumidores (inclusive residenciais) teriam ampla liberdade para a escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Pela lei da oferta e da demanda os preços cairiam e poderia contribuir com o crescimento da economia. Além disso, o consumidor poderia escolher o tipo de energia que poderia contratar, seja de convencional ou renovável. <u>Impactos negativos</u> : Complexidade de gestão do volume de consumidores no ACL, gestão comercial da migração entre ACL/ACL e sistemas de medição especiais (<i>smart grid</i>), dentre outros.	Vide seção III.1 desta NT.
19	CONSELPA	<u>Impactos positivos</u> : A liberdade de escolher o melhor serviço e o melhor preço; Poder aprender a controlar melhor o seu consumo de energia elétrica; possibilidade de contratação de carga sob medida; os valores que serão válidos por todo o período do contrato, o que é uma grande vantagem, pois não ficam suscetíveis às bandeiras tarifárias e que são agregados às tarifas em momentos de crise hídrica, por exemplo; proteção contra as flutuações de curto prazo do mercado; poder de negociação das melhores condições e, assim, poder obter significativa redução de custos; maior previsibilidade dos gastos com energia; Programar os gastos em função da disponibilidade orçamentária, o que pode gerar economia de até 35%, segundo estimativas atuais; Estar em sua mão o poder de escolha e assim orientar melhor sua tomada de decisão, quanto a escolha da Comercializadora com quem irá negociar; Poder comprar energia de fontes renováveis, diminuindo	Foram detalhados alguns impactos positivos e negativos, bem como diversas dificuldades encontradas pelos consumidores que optarem pelo ACL. Esses pontos estão considerados e incluídos na seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 53 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		<p>impactos negativos para o meio ambiente, como a emissão de gases de efeito estufa, o que permite estar mais alinhado com os conceitos de sustentabilidade; O conhecimento do funcionamento deste mercado de energia, alinhado com a visão e expectativas do consumidor permite uma situação de menor risco para o consumidor. Entretanto, dada a complexidade desse ambiente de negócios, é adequado contar com uma empresa especializada para evitar erros na hora de migrar para o Mercado Livre de Energia. Impactos negativos: Desconhecimento da maioria dos consumidores, especialmente, os dos Subgrupos B, quanto às regras de seu funcionamento; A falta de conhecimento sobre o seu consumo durante os meses de um ano. Não calibrar isso corretamente, há um risco enorme de não receber a energia necessária, aí ao ter que comprar no curto prazo (exposição a variações de preços) os valores normalmente são maiores, especialmente, em época de crise hídrica; Nunca se relacionaram com as concessionárias via contratos bilaterais; A natural “fraqueza” do consumidor na negociação dos valores das tarifas a serem contratadas, decorrentes do fato que sempre as recebeu por imposição do sistema regulatório, quer por ocasião das revisões ou dos reajustes tarifários; Dificuldade de pesquisar os preços entre as várias concessionárias atuantes no território brasileiro; A sua inabilidade em atuar como grupo de consumidores, desconhecendo sua força e como direcioná-las numa negociação por melhores tarifas; Como localizar as fontes confiáveis de informações para melhor se conduzirem numa escolha que lhe traga efetivamente ganhos com tarifas mais baixas; Inexperiência para atuar com desenvoltura numa negociação de livre comércio e dificuldade de entender o linguajar que gravita nesse mundo da energia elétrica, em especial, os oriundos da classe residencial; Aprender a monitorar do mercado e analisar as variáveis que permitam identificar os melhores momentos de compra; Conhecer as cotações que se pratica no mercado e saber colher informações corretas no sentido de avaliar qualidade, confiabilidade e melhor preço. O que não se aprende de uma hora para outra; O consumidor cativo quando se enquadra no mercado livre como especial, ou seja, aquele consumidor ou o conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que tenha adquirido energia na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96, ao migrar ele vai deixar um certo valor de encargos que o cativo irá arcar, essa diferença entre os encargos setoriais que deveriam ser arrecadados na tarifa são repassadas aos demais consumidores cativos no próximo reajuste tarifário, o que também não é justo. Tal inequação precisa ser resolvida; Taxa de adesão do cliente e contribuição associativa à CCEE; Há uma burocracia a ser vencida com o Registro e Validação de Contratos e Montantes (quantidade). No atual modelo este processo de contratação, registro e validação de energia é importante no Mercado Livre de Energia, pois só assim a CCEE, que realiza a contabilização de todos os contratos do mercado, verifica que o consumidor adquiriu toda a energia consumida. Haverá penalidades se o consumidor não tiver validado os montantes, não suprindo todo seu consumo através de contratos de energia; Dada a complexidade que é atuar no Mercado Livre, é recomendável que a migração e a compra de energia sejam acompanhadas por consultorias especializadas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o que não é necessário para o consumidor cativo.</p>	
20	COPEL	A abertura do mercado de energia trará maior competitividade e previsibilidade no preço da energia, além de possibilitar a livre escolha pelo consumidor de seu fornecedor de energia. Adicionalmente, permitirá a criação de novos produtos e	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 54 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		serviços no mercado de energia elétrica e proporcionará a modernização do sistema de medição de energia elétrica. Contudo, face aos mecanismos existentes para a gestão dos contratos de energia pelas distribuidoras, vislumbra-se a possibilidade de aumentar a ocorrência de sobrecontratação. Propõe-se, portanto, que a abertura do mercado deve vir acompanhada de arcabouço regulatório que mantenha neutra as atividades dos serviços de distribuição.	
21	COPREL	<u>Impactos positivos</u> : Reduzir ou extinguir a reserva de mercado para energia incentivada; Permitir que todos os consumidores tenham a possibilidade de contratar energia com preços melhores; quando a flexibilização atingir todos os consumidores, haverá tratamento isonômico. <u>Impactos negativos</u> : sobrecontratação involuntária das distribuidoras decorrente da migração opcional dos consumidores do ACR para o ACL; possível aumento das tarifas reguladas; Vulnerabilidade técnica e econômica dos pequenos consumidores.	Vide seção III.1 desta NT.
22	CPFL	A abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW terá como principal impacto positivo para o consumidor o seu empoderamento, o que significa liberdade de escolha do fornecedor de energia através de comercializadores varejistas. Com isso, abrem-se as possibilidades para os consumidores orientarem suas escolhas não somente por preços, mas também de acordo com outros direcionadores, como a responsabilidade ambiental, qualidade de atendimento e relacionamento com seu comercializador. Os impactos positivos para as distribuidoras dependerão das escolhas a serem adotadas no modelo regulatório da abertura. A principal oportunidade no curto prazo é o aumento da eficiência na alocação de custos com a separação das atividades de distribuição e comercialização e o desacoplamento da receita de distribuição do consumo de energia, através da implementação da tarifa binômica e da redução da sobrecontratação de energia estrutural. Com a separação de atividades, os custos e riscos referentes ao serviço de comercialização de energia regulada, hoje prestado pelas distribuidoras, será alocado apropriadamente apenas sobre aqueles consumidores que o contratarem, remanescentes no mercado regulado. Em paralelo, com a tarifa binômica, garante-se o incentivo adequado para as Distribuidoras fazerem frente aos investimentos necessários para a prestação do serviço fio e aprimoram-se os mecanismos em prol da eficiência energética. É especialmente importante sinalizar os impactos negativos esperados, potencializados no caso de se optar por vias regulatórias menos equilibradas. Isso ocorreria no caso de uma abertura sem a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia, a regulamentação do suprimento de última instância e o tratamento dos contratos legados, ou o desacoplamento da tarifa fio e energia.	Vide seção III.1 desta NT.
23	Dinamo	A abertura do mercado livre de energia elétrica, ou seja, o aumento da quantidade de empresas com acesso a mais direitos e alternativas de arranjos comerciais no consumo criará um ambiente favorável à modernização do setor, especialmente pela atração de novos agentes e desenvolvimento de novas ferramentas e tecnologias, que levarão ao surgimento de novos serviços e produtos, com benefícios para cadeia da comercialização – a depender dos sinais econômicos a serem definidos pelo Regulador. Por outro lado, esse cenário tornará comum a existência de empresas sem conhecimento específico se aventurando no setor de energia elétrica, tornando importante a alocação de riscos e a atuação da fiscalização pelo Regulado onde couber, especialmente para mitigar problemas nos segmentos de prestação de serviços e comercialização (<i>trade</i>). Finalmente, o aumento do tamanho do mercado pode tornar ainda mais complexa a	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 55 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		implementação de soluções para problemas estruturais, o que redobra a importância do adequado encadeamento das medidas discutidas no âmbito da CP MME 33/17.	
24	EDP	<u>Impactos positivos</u> : Concorrência; Liberdade de escolha e flexibilidade; Competitividade, redução dos preços e aumento da eficiência; Previsibilidade; Sinalização de uso da rede; Fim da arbitragem entre ACL e ACR; Limitação e reformulação de subsídios; A abertura completa ensejará o fim do sistema de compensação de geração distribuída, que poderá ser substituído por arranjos comerciais entre o prosumidor e seu varejista, envolvendo venda de excedente gerado. <u>Impactos negativos</u> : antes da completa abertura é necessário atender condições prévias como contratos legados, separação entre fio e energia, tarifa binômica ou multipartes, adaptação para utilização dos medidores atuais, início do <i>roll out</i> dos medidores e plano de comunicação aos consumidores.	Vide seção III.1 desta NT. A arbitragem entre ACL e ACR pode ser mitigada com a definição de prazos para troca de ambiente (discutido na seção III.4), porém o fim da arbitragem só irá ocorrer com a abertura do mercado, caso não exista mais a figura do ACR.
25	ELETOBRAS	<u>Impactos positivos</u> : Reduzir preço da energia elétrica; Aumentar concorrência entre energia convencional e especial; Aumentar eficiência devido ao aumento da competitividade; Investimentos em inovação e modernização; Maior igualdade de acesso dos consumidores ao ACL, permitindo competidores de um mesmo segmento econômico independentemente do seu porte de consumo; Aumento de ocorrências de MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes para compensar a sobrecontratação; Migração para o ACL acarretará maior resposta do consumidor ao sinal econômico dos preços. <u>Impactos negativos</u> : Dependência da implementação de pré-requisitos ainda em andamento no âmbito da Modernização, que caso sejam desconsiderados podem criar distorções na expansão do ACL; Possíveis efeitos de aumento de custos para os consumidores do ACR; Sobrecontratação das distribuidoras; Possíveis impactos no consumidor remanescente com relação à Conta ACR; Proposta de regulamentação de abertura de mercado via portaria pelo MME é considerada frágil: sem a delegação expressa do Poder Concedente, a autoridade do MME para regulamentar a matéria pode ser questionada.	Vide seção III.1 desta NT.
26	Enel	A abertura do mercado livre representa um grande avanço para o empoderamento do consumidor, por permitir uma maior flexibilidade e gestão de riscos oriundos de seu uso e consumo de energia elétrica. Isto lhe possibilita a oportunidade para reduzir gastos com energia elétrica, que, por consequência, aumenta a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas, além de produzir um setor elétrico capaz de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica cada vez mais iminente. <u>Impactos positivos</u> : Aumento da possibilidade de novos negócios; Viabilidade de novos projetos de geração; Empoderamento e liberdade de escolha do consumidor; Aumento das opções tarifárias para consumidores; dentre outros. Por outro lado, para que as ações de abertura sejam, de fato, equilibradas, a fim de que se obtenham os benefícios esperados, deve-se, garantir que o processo seja bem estruturado, neutro e sustentável. Assim, alguns pontos de atenção devem ser endereçados: Tratativa definitiva da sobrecontratação; Solução para os contratos legados; Ações para evitar a espiral da morte; Mitigação de um maior risco de inadimplência para os consumidores do ACR; Estabelecimento e regulamentação do SUI; Aprimoramento do Comercializador Varejista; e Separação das atividades de distribuição e comercialização de energia com uma antecedência não inferior a 12 meses da abertura do Grupo B.	Vide seção III.1 desta NT.
27	Energisa	Destaca-se a importância de, não apenas tratar conceitualmente dos benefícios esperados, mas sim validar os pressupostos regulatórios via AIR do MME, justamente para demonstrar para a sociedade benefícios esperados da	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 56 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		<p>abertura de mercado, demonstrando a garantia da sustentabilidade do segmento de distribuição. A hipótese de levar energia competitiva aos consumidores não se sustenta. Com a abertura do mercado as tarifas do mercado regulado tendem a se elevar, dado que o estoque de contratos legados tem um maior custo do que o custo de expansão do sistema, com impacto direto no Pmix das distribuidoras. Assim, quanto mais acelerado for o processo de abertura, maior o impacto tarifário aos consumidores remanescentes que permanecerem no ambiente regulado. A busca da energia competitiva deve ocorrer não só no mercado livre, composto por grandes consumidores industriais, mas principalmente no mercado regulado, cuja maioria são consumidores de menor poder aquisitivo. A competitividade de fato se dá pelo lado da oferta e deve estar baseada na eficiência dos <i>players</i> e não pelo sinal equivocado de expansão que atualmente é alocado apenas no ACR e a simples abertura do mercado não realoca os custos eficientemente. A política pública e a regulação devem ser aperfeiçoadas para minimizar as distorções existentes entre os dois mercados pautadas pelos princípios que justificam a própria modernização do setor – eficiência na alocação de custos e riscos para levar energia competitiva a TODOS os consumidores e não a poucos que se beneficiam das falhas de governo no âmbito do mercado livre. Trata-se de uma falha do desenho da política pública que tem gerado externalidades negativas, na medida em que a escolha privada de um agente traz efeitos adversos a terceiros não envolvidos na transação inicial. Abrir o mercado sem o devido tratamento de riscos estruturais é incentivar a espiral da morte em que cada vez menos pessoas pagarão tarifas mais elevadas, tornando o processo insustentável. Dentre os riscos estruturais que precisam ser previamente tratados citam-se: Redução das assimetrias entre ACR e ACL com alocação equilibrada do custo da confiabilidade do sistema; Tratamento dos contratos legados; Racionalização e flexibilização da gestão de portfólio; Flexibilidade ao atendimento da contratação da carga; Tratamento adequado aos Recursos Energéticos Distribuídos, incluindo GD; Incentivo a novos modelos de negócio que privilegie ganhos de escala, sinergia das atividades e incorporação de inovação e tecnologia; Modernização/flexibilização da estrutura tarifária; Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia. Portanto, é fundamental que se avalie e quantifique os efeitos do processo de abertura de mercado, tanto no ambiente livre quanto no ambiente regulado, a fim de validar ou refutar os pressupostos e os pontos positivos que ordinariamente se aventam com o processo de abertura de mercado.</p>	<p>A respeito do item “Incentivo a novos modelos de negócio que privilegie ganhos de escala, sinergia das atividades e incorporação de inovação e tecnologia”, a própria abertura do mercado irá incentivar novos modelos de negócio, conforme apontado em diversas contribuições recebidas nesta TS. Trata-se, portanto, de um ponto positivo à abertura do ACL.</p>
28	Equatorial	<p>Para os consumidores de energia elétrica, os principais benefícios potenciais seriam decorrentes da maior liberdade de escolha e de negociação de produtos (preço, qualidade e fonte energética) mais adequados a suas necessidades. Destaca-se, ainda, a possibilidade de redução do custo final da energia elétrica, decorrente da maior competição inerente ao mercado livre, e também da redução do peso da sobrecontratação estrutural verificada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Por outro lado, haveria um aumento do custo de transação e da exposição ao risco de preço e de moral <i>hazard</i>, potencializados pela assimetria de informação e complexidade regulatória do mercado de energia elétrica. Ademais, considerando a necessidade de tratamento dos contratos legados, além de adequação dos sistemas de medição e de digitalização da rede de distribuição para a viabilização técnica para oferta de novos serviços e produtos diferenciados e orientados às necessidades dos consumidores, é provável que não haja a percepção imediata dos impactos positivos,</p>	<p>Vide seção III.1 desta NT.</p>

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

(Fl. 57 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		<p>podendo, inclusive, se verificar um aumento inicial de custos. Do ponto de vista das distribuidoras, a abertura do mercado livre deve ser precedida da separação (contábil e regulatória, no mínimo) das atividades de operação do sistema de distribuição e de comercialização regulada de energia elétrica. Como consequência, ter-se-ia maior espaço para o desenvolvimento de novos modelos de negócios baseados no compartilhamento da infraestrutura e na integração de provedores e usuários de RED (distribuidora plataforma). Sendo assim, os principais impactos positivos para a distribuição decorreriam da ampliação do rol de atividades inerentes ao serviço e do uso mais intensivo da infraestrutura com a apropriação adequada de receitas. A receita adicional poderia ser direcionada à modernização e digitalização dos medidores e da rede, permitindo uma maior assertividade no combate às perdas elétricas (técnica e comercial), na arrecadação de valores (redução da inadimplência) e na melhoria dos indicadores de continuidade. Os impactos negativos, por sua vez, podem ser resumidos pelo aumento do custo operacional e de investimentos massivos (<i>roll-out</i>) de medidores inteligentes, que na regulação atual não seriam adequadamente remunerados. Além disso, haveria um significativo risco regulatório, associado à incerteza sobre as soluções regulatórias que seriam adotadas para o tratamento dos contratos legados, perdas elétricas, receitas irrecuperáveis e subsídios tarifários. Para os comercializadores livres haveria o aumento do mercado potencial com o rápido desenvolvimento do mercado varejista, além da abertura para o desenvolvimento de novos modelos de negócios como agregadores, resposta da demanda e <i>virtual power plants</i>. Para os comercializadores regulados, existiria o benefício da maior liberdade de gestão e de obtenção de lucro com a gestão da carteira de contratos de energia elétrica e, em contrapartida, o risco de perda acelerada dos clientes de melhor perfil econômico e menor risco de inadimplência e de elevação de custos de transação e operação, cujos custos e riscos não mais poderiam ser compartilhados com a distribuidora sem a devida remuneração. Finalmente, os investidores de RED verificariam a remoção das barreiras regulatórias atualmente existentes e poderiam desenvolver seus modelos de negócio de forma mais acelerada e harmônica com os demais agentes setoriais sem a necessidade de subsídios cruzados e sem prejudicar a sustentabilidade econômica e financeira das concessões de distribuição.</p>	
29	Essenz	<p>Reconhecidamente o objetivo da liberalização dos mercados é criar ambientes competitivos que resultem em um maior nível de eficiência setorial. No caso do segmento varejista, a liberalização dos mercados de baixa tensão tende a criar um ambiente em que os consumidores podem migrar de supridor com facilidade e, desta forma, passam a estar aptos a contratar os planos mais atrativos e aderentes às suas preferências. Ademais, considerando as tecnologias de informação e comunicação atualmente disponíveis, sobretudo em termos de sistemas de medição avançados, vislumbra-se que a liberalização dos mercados varejistas deverá incitar o engajamento dos consumidores nos mercados e, por consequência, a promoção de competição no setor. Todavia, é preciso clareza de que o mero estabelecimento de normas mais gerais de liberalização dos mercados não é capaz de criar um ambiente onde existam ganhos de eficiência e redução dos preços de energia para os consumidores. Trata-se de uma problemática especialmente complexa quando se trata de liberalização dos mercados dos consumidores de baixa tensão. Por um lado, nota-se que estes consumidores, a priori, possuem um conjunto limitado de informações. Desta forma, a verificação dos benefícios da liberalização passa pela adoção de uma</p>	Vide seções III.1 e III.7 desta NT.

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

(Fl. 58 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		série de medidas que tornem estes consumidores engajados na busca pelas ofertas mais atrativas e condizentes às suas preferências. Ao mesmo tempo, é preciso que existam meios impeditivos do exercício de poder de mercado e, sobretudo, de proteção de consumidores vulneráveis. Com base nas experiências internacionais, é possível afirmar que, na ausência mecanismos que disponibilizem informações de forma ágil e compreensível aos consumidores, a liberalização dos mercados varejistas tende a ter resultados extremamente limitados e comumente ocorre exercício de poder de mercado pelas tradicionais incumbentes. Portanto, caso não seja estabelecido um arcabouço normativo que coíba práticas anticompetitivas juntamente com a disponibilização de informações aos consumidores, a liberalização dos mercados tende a não ter efetividade. Mais do que isso, é possível vislumbrar-se impactos negativos derivados do exercício de poder de mercado.	
30	Furnas	<u>Impactos positivos</u> : Redução no preço da energia elétrica; Aumento na competitividade, acarretando maiores investimentos em inovação (visando maior eficiência/menores custos) e em modernização; Maior igualdade de acesso aos consumidores do ACL; Maior número de consumidores reagindo ao preço (reação da demanda à variação de preços). <u>Impactos negativos</u> : Efeitos da sobrecontratação das distribuidoras; Aumento de custos para os consumidores remanescentes do ACR; Expansão da oferta de algumas fontes fundamentais como a termelétrica no modelo atual é viabilizada somente através do ACR; mecanismo de expansão da oferta terá de ser reformulado.	Vide seção III.1 desta NT.
31	Ibitu	<u>Impactos positivos</u> : Diminuição tarifária e redução de custo com energia elétrica; Tendência do crescimento econômico brasileiro; Fomento da competitividade do mercado de energia; Promoção do poder de escolha dos consumidores; Pode impulsionar a transição energética e avanços tecnológicos no setor. <u>Impactos negativos</u> : Exposição do consumidor ao risco; Necessidade de mudança que garanta a segurança das operações no mercado livre; Gestão dos contratos de legados.	Vide seção III.1 desta NT.
32	IDEC	O mercado livre de energia elétrica é apontado como um meio de reduzir os gastos dos consumidores com o insumo por conta do aumento da concorrência, e de possibilitar ao consumidor optar pela contratação exclusiva de energia de fontes renováveis com a agregação de serviços de gestão e eficiência energética no pacote de fornecimento de energia. Tal possibilidade de redução de custos com o mercado livre está ligada ao fato de que esse ambiente permite maior flexibilidade e gestão de riscos, o que aumenta a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas. Ao mesmo tempo, a expectativa é que favoreça a adaptação do setor elétrico à evolução tecnológica dos próximos anos. Por outro lado, é importante frisar que a liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica não garante por si só a redução de preços ao consumidor final. Trata-se de uma relação indireta: a liberdade de escolha aumenta a eficiência econômica por possibilitar melhor gestão de preferências e riscos que, por meio de um processo concorrencial, pode resultar em menores preços de energia elétrica. Essas premissas deverão ser objeto de uma avaliação prévia à efetiva implantação, monitoramento e avaliação periódica quando da sua concretização, a fim de evitar que a reforma introduza efeitos perversos para os consumidores e para a sustentabilidade socioambiental e econômica do sistema elétrico nacional.	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 59 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
33	Lemon	<p>Impactos positivos: redução de custos; modernização nos sistemas de medição; produtos novos; mais oferta de energia.</p> <p>Impactos negativos: aumento de riscos ao consumidor final; possibilidade de práticas comerciais abusivas; inelasticidade do mercado consumidor ou consciência energética; redução do poder do regulador: outros poderes passam a ter relevância. Um exemplo são as companhias aéreas que estão submetidas à regulação da ANAC, mas os consumidores individuais têm muito mais poder utilizando o Reclame Aqui para fazer cumprir seus direitos. Essa possibilidade pode ser interpretada como vantagem igualmente, por permitir mais acesso ao conhecimento sobre direitos e deixar mais espaço para que a agência reguladora se ocupe do que ela faz melhor: desenhar regulamentação por incentivo; aumento do custo de transação: no médio prazo o custo de transação tende a zero. Porém, o custo cognitivo de entendimento da nova possibilidade de escolha de energia é importante. Esse custo cognitivo é naturalmente mitigado com mais empresas com discursos diferentes explicando o mesmo conceito. Essa movimentação faz com que a curva de adoção ao mercado livre possa ser exponencial.</p>	Vide seção III.1 desta NT.
34	Landis+Gyr	<p>Impactos positivos: O consumidor passa a ter a liberdade de escolha do seu supridor (comercializador) de energia de acordo com opções de oferta que lhe sejam mais favoráveis e adequadas; Os potenciais ganhos de escala na aquisição de energia são compartilhados com o consumidor final de forma mais direta e perceptível; Aumento de concorrência com consequência de melhoria dos preços no consumidor final; O consumidor passa a ser um “ator” mais engajado no processo gestão de seu consumo, o que pode trazer benefícios em termos de eficiência energética. A tecnologia de medição a ser adotada é primordial para garantir o acesso do consumidor à informação em quantidade e capilaridade adequadas; Novos pacotes/ofertas podem surgir que direcionem o consumidor a adquirir energia 100% de fontes renováveis, a deslocar seu consumo para finais de semana com potencial alívio de carga do sistema elétrico, etc.; Novos serviços podem surgir através dos comercializadores ou até mesmo de novos players. Por exemplo, sites de comparação de preços de energia e serviços consultivos para ajudar o cliente a fazer a melhor escolha ou melhor gestão do seu consumo; A tecnologia adotada pode viabilizar o estabelecimento de um novo ecossistema de serviços e soluções pautadas nas informações do consumidor.</p> <p>Impactos negativos: se não for garantido que os consumidores que optem pela migração ao mercado livre paguem também pelos custos da expansibilidade do sistema elétrico e da confiabilidade energética, pode se gerar um desequilíbrio ainda maior sobre as tarifas reguladas, pagas pelos consumidores que não optaram por migrar ou não puderam migrar por questões de elegibilidade; ainda sobre os custos, é importante avaliar a necessidade de estabelecimento de uma tarifa não volumétrica, segregada de forma racional em componentes que reflitam os custos com energia, os custos de transporte (rede) e outros; caso não se implantem programas efetivos de comunicação e educação para o consumidor final, com uma linguagem adaptada e simples, o “poder da escolha” habilitado pela abertura de mercado pode não trazer os benefícios esperados; a existência de custos para a migração repassados diretamente ao consumidor, seja no momento da migração do mercado regulado para o mercado livre ou depois, entre fornecedores no mercado livre, podem inibir e se constituir em uma barreira para o crescimento de consumidores no mercado livre; Aumento do risco para a</p>	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 60 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		comercializadora com a questão de inadimplência. Para o consumidor final a compra de energia poderá ser um risco em momentos de stress de mercado.	
35	Light	<u>Impactos positivos</u> : Liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica; Descoberta de preço com melhor entendimento do consumidor do valor da energia; Melhores oportunidades de inovações; Estímulo à redução de preços da energia elétrica, pela maior competição entre fornecedores. <u>Impactos negativos</u> : Risco financeiro do ACL; Requer ajuste dos outros pilares da estrutura do mercado (lastro x energia, fio x energia, periodicidade de contabilização e de registro de contratos, definição do PLD, contratos legados e sobrecontratação das Distribuidoras, tratamento de perdas não técnicas, sustentabilidade das Distribuidoras no novo modelo, etc.); Sobrecarga do portfólio de clientes das distribuidoras com potenciais consumidores inadimplentes e vulneráveis; Riscos de sobrecontratação para as distribuidoras e/ou aumento do preço para os não migrantes; Risco de aumento da inadimplência dos consumidores migrantes (questão para o fornecedor varejista); Aumento do índice de reclamações e insatisfação dos clientes da rede motivadas por temas da comercialização.	Vide seção III.1 desta NT.
36	LUDFOR	<u>Impactos positivos</u> : Previsibilidade orçamentária e redução dos custos para os novos consumidores; Possibilidade de escolher o fornecedor de energia aumentando a competitividade; Estímulo para aumento de investimentos, principalmente no setor privado; Possibilidade da escolha de fontes renováveis de energia para esses novos consumidores, firmando compromisso com as questões ambientais; Maior liquidez em negociações de compra e venda, criando mais oportunidades no mercado; Maior representatividade do setor, trazendo o empoderamento para o consumidor; Maior interação do consumidor sobre seus direitos e deveres e no entendimento da composição das faturas e negociações; Contratação personalizada, conforme perfil de consumo do cliente, preços e prazos combinados. <u>Impactos negativos</u> : Necessidade de uma resolução do problema da sobre contratação das distribuidoras; Complexidade de operação para pequenos consumidores; Necessidade de adequação no padrão de medição, em especial para pequenos consumidores; Exposição a variação e volatilidade de preços; Possibilidade de aumento de inadimplência com a entrada de novos consumidores; Necessidade de remodelagem na operação e prazos relacionados ao calendário da CCEE; O mercado livre tende a pulverizar o número de pequenos fornecedores e gestores, o que pode contaminar o bom trabalho desenvolvido pela grande maioria destes, neste caso haverá necessidade de um controle rigoroso para garantir a segurança dos consumidores e das negociações.	Vide seção III.1 desta NT.
37	Neoenergia	<u>Impactos positivos</u> : Oportunidade para um ambiente único e isonômico de livre acesso de todos os consumidores separação das atividades D e C, bem como a correta remuneração desses negócios; Oportunidade de desregular e simplificar o setor; além de aumentar e estimular a livre concorrência no segmento de comercialização; Mitigar a função arrecadadora do setor desempenhada hoje predominantemente pela Distribuidora ^{Atual} ; Oferta de produtos mais flexíveis, possibilitando melhores preços aos consumidores; Possibilidade de oferta de mais serviços e melhoria destes para o cliente; A potencial separação das atividades D e C, com melhoria do serviço por parte da Distribuidora Fio; A abertura de mercado propiciará a padronização de estrutura do Sistema de Medição para Faturamento entre clientes com	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 61 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		<p>fornecimento em Baixa Tensão e Alta Tensão, aliado a esse ponto, a liberalização do mercado poderá alavancar o desenvolvimento do processo de medição, uma vez que seria ampliada a infraestrutura do parque de medição e a melhoria dos equipamentos disponibilizados, com a implementação de novas funcionalidades e melhores níveis de integralização dos dados de consumo, promovendo assim, maior facilidade na obtenção dos dados para faturamento e estudos tarifários; Com a separação dos negócios de distribuição e comercialização. Impactos negativos: Se não houver previa e completa solução para os contratos legados e sobrecontratação das Distribuidoras o processo não é sustentável; Judicialização de algumas questões em função das grandes mudanças; Segurança de abastecimento (expansão) precisa ser reformulada; Aumento do risco de mercado com o possível surgimento de novas comercializadoras; Aumento de contatos com os canais de atendimento, motivados por dúvidas da transição, que implicarão na necessidade de campanhas de comunicação tanto dos agentes envolvidos com da Agência Reguladora; Necessário reconsiderar o processo de desistência/postergação da migração para o ACL, pois o planejamento de aquisição de ativos por parte da Distribuidora é baseado nas Cartas Denúncia apresentadas pelos clientes, onerando a Distribuidora sem os devidos ressarcimentos; Necessário também revisar a tabela de valores das penalizações referentes às recontabilizações (pagamento de emolumento), ocorre que com a abertura total de mercado, relativos a ajustes, principalmente em unidades do Grupo B, que implicarão em pequenos montantes de energia a serem recontabilizados. Dessa forma o que se propõe é que ocorra uma proporcionalidade em relação ao montante de energia a ser recontabilizado.</p>	
38	Omega	<p>O mercado livre é capaz de participar da expansão da oferta, o que é demonstrado pelo crescimento do número de contratos de longo prazo e outorga de projetos não vinculados a leilões no mercado regulado, fundamentais para contribuição energética durante a crise hídrica atual, e, recentemente, passando a poder contribuir para contratação de potência e outros atributos por meio de capacidade de reserva. Este desenvolvimento indica que temos espaço para elaboração de um modelo de expansão, que mantenha o planejamento setorial e o acompanhamento das condições de suprimento para garantia de segurança de atendimento da demanda e que ao mesmo tempo permita a combinação de livre escolha do consumidor e competição entre as fontes, única receita para eficiência e redução dos custos de energia. Este movimento torna-se ainda mais relevante considerando a situação atual e as perspectivas futuras de barateamento das fontes renováveis com a transição energética em curso no mundo. Outra razão fundamental para a abertura de mercado é que, além de baratas, as fontes renováveis são modulares, o que permite o desenvolvimento da mini e micro geração distribuída (mmGD), atualmente, a única forma de contestação do ACR para os consumidores cativos. Contar com esta alternativa para atendimento do sistema é positivo, mas os elevados subsídios no sistema de compensação, a falta de flexibilidade de gestão contratual do ACR e a falta de sinais econômicos (ou incentivos) para sua localização eficiente na rede, não garante benefícios líquidos, mas apenas aumenta os custos aos agentes que não optaram por instalar painéis fotovoltaicos (principal fonte de mmGD) nos seus telhados. Assim, a demora na abertura de mercado tem um custo relevante para sociedade (custo da não-decisão), por restringir a opção dos consumidores a contratação de mmGD, opção menos eficiente para o sistema e que transfere custos para os demais consumidores. Não identificamos nenhum ponto</p>	Vide seção III.1 desta NT.

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

(Fl. 62 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 1)	Comentários
		negativo para a abertura do mercado. Pelo contrário, o mercado regulado já pode ser contestado pela mmGD, e postergar a decisão de abertura do mercado implica em impedir a competição entre fontes de geração centralizadas e distribuídas, além de aumentar os custos aos agentes que não optaram por instalar painéis fotovoltaicos.	
39	STATKRAFT	Pontos positivos: preços/condições mais competitivas para o consumidor; aumento na gestão do consumo; escolha da fonte de energia a ser consumida. Pontos a desenvolver: melhorias no processo de migração para o mercado livre como redução dos prazos; padronização do processo; redução das exigências processuais; melhoria na comunicação entre distribuidora e CCEE.	Vide seção III.1 desta NT.

2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
40	ABEEÓLICA, ABRAGE, Casa dos Ventos, CEMIG, Essenz e Furnas	Deve ser dada a todos, com exceção dos consumidores que possuem subsídios (exemplo: baixa renda, rural etc). Se optar por migrar, este consumidor deve renunciar ao benefício. Esta abordagem tem como intuito garantir que o benefício seja auferido, evitar a complexidade das operações dos comercializadores ACL e permitir maior controle e regulação sobre os subsídios.	Vide seção III.2 desta NT.
41	ABGD, ABRACEEL, ABRACE, CCEnel-RJ, CONACEN, CONCCEL, CONCEL-MT, Concemig, ConEDP-ES, ConEDP-SP, Lemon, Ibitu, STATKRAFT e	A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser um direito de qualquer consumidor, respeitando-se a liberdade de escolha de cada um pela migração ou não para o mercado livre. É preciso garantir condições isonômicas entre todos os tipos de consumidores e agentes do mercado, favorecendo sua competitividade com equidade. A Abraceel cita pesquisa de opinião pública realizada anualmente, desde 2014, sobre o que pensa e quer o brasileiro do setor elétrico. Os resultados da edição de 2021 realizada pelo Datafolha, demonstram inequivocamente a opinião dos brasileiros sobre o elevado preço da energia elétrica e sobre a necessidade de haver possibilidade de escolha do fornecedor de energia elétrica. A experiência internacional é elemento fundamental para guiar esse processo, pois em diversos países essa possibilidade já é realidade há duas décadas. Como a opção de escolha é voluntária, são dados os estímulos econômicos para que os consumidores possam espontaneamente escolher opções que lhe sejam mais adequadas, sejam elas mudar ou permanecer com o atual fornecedor, sempre que desejarem e conforme determinem seus contratos. A Lemon argumenta que os consumidores de baixa renda com limitações de crédito e outros beneficiários de subsídios tarifários também devem poder migrar. A possibilidade traz consigo o sentimento de responsabilidade, instiga a busca por conhecimento sobre energia e estimula maior e melhor competição entre os fornecedores. No mercado, há apetite para modelos de negócio que englobem consumidores com limitações de crédito. Um exemplo disso é o mercado de crédito irrecuperáveis. Também há apetite para consumidores de baixa renda. Nesse caso, o exemplo é o processo de democratização da bancarização. Com a popularização do acesso à internet e dos bancos digitais, cada vez	Vide seção III.2 desta NT.

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

(Fl. 63 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
	Altair Prudenciati	mais brasileiros possuem contas bancárias. Esse fenômeno não apenas dá mais liberdade econômica, como também mais acesso a conhecimento sobre finanças e gestão do dinheiro. Sendo uma ferramenta democrática de cidadania, assim como a abertura do mercado livre pode ser.	
42	ABRADEE e Equatorial	Ressalvada a vedação à migração de consumidores inseridos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, cuja migração teria o condão de aprofundar distorções presentes nesse sistema e, portanto, estaria atrelada à saída do SCEE, em mercados competitivos é desejável que todos os consumidores tenham o direito de migrar para o ambiente de livre contratação de energia, inclusive aqueles mais vulneráveis, podendo se beneficiar de produtos específicos para suas necessidades. Assim, não é necessário, como regra geral, vedar a migração. Todavia, em casos de consumidores com subsídios que tragam redução percentual na tarifa de energia, é preciso deixar claro que haverá perda de elemento tarifário que compõe parte da base de desconto, restando apenas a tarifa de fio. A migração implica a redução da base de incidência, pois reduz o que é cobrado via tarifa e o que vira preço - como já ocorre hoje para descontos na TE. Ademais, caso a migração resulte em duas hipóteses de desconto - em função da compra de energia incentivada - o consumidor deve optar qual hipótese será aplicada.	Vide seção III.2 desta NT.
43	ABSOLAR	Deve ser dada a todos. Porém, caso o consumidor possua subsídios, a migração implicará na renúncia do benefício. Qualquer processo que barre setores ou consumidores específicos pode criar distorções no mercado, desequilíbrios financeiros e perda de competitividade a estes. Importante destacar também que barreiras para proteção do mercado, como apresentação de certidões negativas, são ineficazes, como pode-se notar na migração para o ACL atualmente. O consumidor pode apresentar certidão negativa no mês da migração para, no mês seguinte, passar a ter problemas financeiros e ficar inadimplente no mercado. Assim, as barreiras devem ser apenas a de faixa de consumo conforme abertura gradual do mercado e questões relacionadas à proteção do mercado abordadas separadamente.	Vide seção III.2 desta NT. Questões relacionadas à proteção do mercado serão tratadas em processos específicos.
44	AcendeBrasil	A possibilidade de escolha de fornecedor deve ser oferecida de forma equânime a todos os consumidores com as mesmas características de atendimento, desde que o consumidor esteja adimplente com a distribuidora (a migração deve ser vedada aos consumidores inadimplentes). O tema de subsídios também merece atenção especial. Além de ser essencial evitar o acúmulo de subsídios (exemplo: rural + incentivada), consumidores (de qualquer porte) subsidiados precisam renunciar aos subsídios na parcela TE (Tarifa de Energia) de suas tarifas quando migrarem para o ACL. Além disso, algumas reflexões adicionais podem ser incluídas nesta resposta: a definição de períodos mínimos de permanência em cada ambiente pode ser útil para evitar arbitragem oportunista de preço, melhorar capacidade de planejamento da contratação de energia e reduzir custos transacionais; a separação contábil, regulatória e empresarial (separação de CNPJs) das atividades de Distribuição e Comercialização é princípio basilar para dar sustentabilidade e previsibilidade ao processo de abertura de mercado; podem ser apropriadas, pelo menos em uma fase transitória, regras diferentes para os consumidores de alta tensão e para a baixa tensão. Os consumidores de alta tensão, por exemplo, dispõem de tarifas binômias que facilitam a segregação dos custos associados ao serviço de distribuição.	Vide seção III.2 desta NT. As reflexões apresentadas estão mais relacionadas à outras perguntas da TS, as quais foram discutidas em outras seções da NT.

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

(Fl. 64 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
45	AES	A opção de escolha do fornecedor de energia deve ser possibilitada a todos os consumidores, no entanto, não significa que todas as classes de consumidores possam ter acesso aos mesmos fornecedores, dependendo, por exemplo, das regras e delimitações entre os mercados atacadista e varejista. Por exemplo, poderia ser considerado que os consumidores de baixa tensão apenas poderão optar por fornecedores do tipo comercializadores varejistas. Ainda, é necessário que sejam respeitadas de forma clara as regras já existentes, no caso de consumidores que possuem benefícios decorrentes de políticas públicas exclusivas para o mercado regulado como tarifa social, estes benefícios devem permanecer, porém, para sua permanência, o consumidor deve igualmente permanecer no mercado cativo. Ou seja, a migração destes consumidores para o mercado livre, em tese, implicaria abdicar dos benefícios.	Vide seções III.2 e III.8 desta NT.
46	ANACE	Num primeiro momento, a possibilidade de opção pelo Mercado Livre deve ser estendida a todos os consumidores do Grupo A, independentemente de carga ou tensão. Por sua vez, recomendamos que a liberação da opção para os consumidores do Grupo B seja gradual e acompanhada de efetivo programa de educação e conscientização pública. Para a ANACE, a preservação do direito de opção por parte do consumidor é essencial para a segurança jurídica setorial. Neste contexto, é de se defender a livre escolha, não sendo plausível qualquer obrigatoriedade de migração, sendo dado ao consumidor livremente escolher ao seu tempo e à sua oportunidade a permanência no mercado regulado ou a sua atuação junto ao mercado livre, em todas as hipóteses a sua conta e risco.	Vide seções III.2, III.7 e III.9 desta NT.
47	APINE e Engie	Poderá ser dada a todos os consumidores, contudo, é necessário que o consumidor compreenda o funcionamento do setor elétrico, os riscos envolvidos e as responsabilidades que deverão ser assumidas ao migrar para o ACL. Desta forma, sugerimos que sejam realizadas campanhas para conscientização do consumidor sobre tal migração. Ressaltamos que os consumidores de segmentos subsidiados (exemplo: baixa renda), devem renunciar ao benefício caso optem pela migração. Outro ponto a destacar é que a adequação da conexão ou medição não deve representar impedimento para a migração.	Vide seções III.2, III.6 e III.7 desta NT.
48	CHESF	A opção de escolha do fornecedor deve ser dada a todos os consumidores. Deve continuar havendo a distinção entre Mercado Atacadista e Mercado Varejista, conforme acontece nos vários países que tem o seu Mercado de Eletricidade 100% Livre.	Vide seções III.2 e III.8 desta NT.
49	Comerc	A opção de escolha do fornecedor deve ser dada a todos os consumidores. Entretanto, é importante prever a representação obrigatória, por meio de agentes varejistas, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para consumidores abaixo de 500 kW de carga. Para tanto, devem ser melhor desenvolvidas regras para tratamento de consumidores inadimplentes, como a suspensão do fornecimento físico de energia (conforme previsto no § 9º do art. 4º e o § 2º do art. 4º-A da Lei nº 10.848/2004, com redação dada pela Lei 14.120/2021) ou o desenvolvimento do fornecedor de última instância.	Vide seção III.2 desta NT. O tratamento para consumidores inadimplentes, o fornecedor de última instância e a separação entre atacado e varejo serão discutidos em outras seções desta NT.
50	ConDECEL	Sim, o direito de migrar para o mercado livre deve ser dado a todos, a não ser que ocorra oneração de forma a inviabilizar essa migração a partir de um certo consumo, portanto, depende dos custos envolvidos nesta mudança, valendo frisar	Vide seção III.2 desta NT.

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

(Fl. 65 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
		que como é algo individual, os custos também deverão ser individualizados, não sendo alocados a todos os consumidores.	
51	ConElektro	Sim, a todos os consumidores e que eles possam escolher seus próprios fornecedores de energia (AT/BT, residencial, rural, etc.), desde que sejam adimplentes. No ACL os consumidores deveriam ficar isentos da cobrança das bandeiras tarifárias.	Vide seção III.2 desta NT. As bandeiras tarifárias incidem somente no ACR.
52	CONSELPA	A opção de escolha deve ser dada a todos os consumidores. O que é necessário é munir o Consumidor de informações para que ele possa decidir corretamente, em função de suas próprias condições financeiras, do grau de riscos que está disposto a assumir, colocando nos pratos da balança os prós e contras. Dessa análise o consumidor fará sua escolha. O nível de informação que deve ser passada a ele não deve permitir que seja induzido a erro de avaliação. A vantagem fundamental que busca é o menor preço com a maior qualidade da energia elétrica a ser adquirida.	Vide seção III.2 desta NT. Questões relacionadas à educação e informação dos consumidores serão discutidas em outras seções desta NT.
53	COPEL	Diante do atual modelo do setor elétrico, deve-se vedar a migração de consumidores os quais possuem subsídios (consumidores de baixa renda, irrigação noturna, dentre outros benefícios), como também daqueles consumidores que estão inadimplentes com a distribuidora. Adicionalmente, atenta-se ao fato que a estrutura tarifária da atividade de distribuição não está preparada para abertura total do mercado, ensejando, num primeiro momento, a vedação da migração de consumidores da classe de baixa tensão.	Vide seção III.2 desta NT. A modernização da estrutura tarifária aplicada aos consumidores de baixa tensão está sendo discutida nos processos 48500.000858/2018-05 e 48500.000444/2020-92, que tratam, respectivamente, da análise normativa referente a avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao grupo B e da regulação da aplicação de projetos-pilotos de tarifas.
54	COPREL	A abertura de mercado deve ser feita de forma obrigatória e escalonada para todos os consumidores, de modo que a distribuidora fique somente com o encargo de disponibilizar as redes elétricas aos consumidores.	Vide seções III.2 e III.4 desta NT.
55	CPFL	Inicialmente, é razoável supor a manutenção de algumas condições já impostas pela regulamentação vigente: ratifica-se que, para migração, é razoável exigir que o consumidor tenha suas obrigações regulatórias quitadas. Em seguida, nesta análise, é importante se considerar a situação de diversos consumidores alvo de políticas públicas e que acumulam subsídios em suas tarifas, como os consumidores beneficiários da tarifa social de energia elétrica, além daqueles classificados como rurais, irrigantes, e poderes públicos em sentido amplo. Sabe-se que os subsídios são estipulados em Lei e que a regulação atua em harmonia com a política pública definida pelo legislador. Todavia, não se considera razoável a manutenção de subsídios pelos consumidores que optarem pela migração ao mercado livre. Portanto, não há que se falar em vedação à migração para determinadas classes de consumidores, porém o consumidor que optar por migrar ao mercado livre não fará jus a subsídios. Nessa proposta, cada consumidor analisaria o custo de oportunidade do subsídio, considerando a melhor alternativa de acordo com seus critérios pessoais para efetivamente decidir sobre seu comercializador.	Vide seção III.2 desta NT.

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

(Fl. 66 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
56	Dinamo	Todos os consumidores, em algum momento, devem ter o direito de escolha, ainda que condicionado (p.ex., à representação por varejista ou 'comercializador regulado'). No entanto, é essencial prever mecanismo de proteção para os consumidores, hipossuficientes por natureza, mas ainda mais vulneráveis em se tratando de residenciais ou, de modo geral, quando conectados em baixa tensão. Nesse sentido, para fins de simplificação do modelo setorial, seria cabível impor a migração obrigatória para todos os consumidores conectados em média e alta tensão após um período de transição, enquanto aos consumidores conectados em baixa tensão a migração seria facultativa, com regras especiais para preservação dos consumidores beneficiados por programas sociais (equivalentes aos consumidores espanhóis considerados 'vulneráveis').	Vide seção III.2 desta NT. Questões relacionadas à educação e informação dos consumidores, bem como a separação entre atacado e varejo serão discutidos em outras seções desta NT.
57	EDP	No estágio inicial das migrações, as unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social devem ser obrigatoriamente atendidas pelo Consumidor de Energia Regulada (CER).	Vide seção III.2 desta NT.
58	ELETOBRAS	Sim, a todos os consumidores. A isonomia é fundamental para a solidez do modelo de formação de preços, para que não ocorram desvios da real condição de prestação dos serviços do ACR que possuam algum subsídio. Além disso, a livre escolha é um dos valores da maioria dos mercados, o que aumentará a concorrência e a busca e oferta de produtos a preços mais competitivos. A migração não deve ser vedada a nenhum consumidor. O princípio da isonomia resguarda a equalização das oportunidades de acesso aos diversos serviços de eletricidade ofertados. Por isso, a regulação deve resguardar estes valores. Nesse sentido, consumidores do ACR que possuam subsídios devem abrir mão ao optarem pela migração. Acreditamos que deve continuar havendo a distinção entre Mercado Atacadista e Mercado Varejista, conforme acontece nos vários países que tem o seu Mercado de Eletricidade 100% Livre.	Vide seções III.2 e III.8 desta NT.
59	Enel	A opção de escolha do fornecedor deve ser oferecida a todos os consumidores e a migração deve ser opcional e de livre negociação com o mercado. Contudo, ressalta-se que a liberalização do mercado deve estar previamente associada a uma ampla campanha de comunicação e conscientização dos consumidores. Esta campanha deve ser capaz de adequar a sua linguagem, de forma a garantir sua compreensão pelos diferentes tipos consumidores. O sucesso da abertura de mercado só será, de fato, alcançado, caso o consumidor se sinta parte do processo, o que estará diretamente associado à correta forma de comunicação a ser adotada. Nesse sentido, os consumidores detentores de subsídios tarifários no ACR, precisam estar cientes de que o benefício a que fazem jus será reduzido com a migração, uma vez que sobre a energia, que passa a ser livremente, negociada, não mais contemplará esse desconto, que passa a ser restrito apenas à tarifa de fio. Ainda, os consumidores cuja migração resulte em duas hipóteses de desconto (em função da compra de energia incentivada), ou àqueles inseridos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, deixarão de fazer jus aos descontos associados ao Mercado Regulado. Ademais, de forma a evitar efeitos adversos, a liberalização do mercado deve acontecer de forma gradual, evitando grandes rupturas que poderiam causar escassez e sobre oferta de energia em ambos os ambientes de contratação.	Vide seção III.2 desta NT. O cronograma de abertura e questões relacionadas à educação e informação dos consumidores serão discutidas em outras seções desta NT.
60	Energisa	No modelo brasileiro, a abertura do mercado livre é uma opção aos consumidores, sendo indispensável que o Poder Concedente divulgue estudo específico que demonstre o benefício real para os consumidores, principalmente os	Vide seção III.2 desta NT.

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

(Fl. 67 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
		pequenos, e ainda análise do custo de transação para viabilizar a migração para 100% dos consumidores. Apenas dispondo destas informações será possível efetivamente avaliar se em alguma situação a migração deve ser vedada. Observa-se ainda que em casos de consumidores com subsídios, isto é, com uma redução no percentual da tarifa, haverá perda do elemento tarifário que compõe a base de desconto, restando apenas o fio a ser pago a distribuidora. Nestes casos, é preciso esclarecer que haverá redução na base de incidência, sendo necessário que este efeito esteja refletido na escolha do consumidor. Destaca-se o § 5º do Art. 15 da Lei 9074, incluído pela Lei 9.658/1998, que define que: “O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado”. Isto posto, analogamente a regra exposta, ora em vigor, observa-se que a opção aos novos consumidores deve ser oferecida de maneira gradual e com prévia comunicação aos agentes de mercado, que precisam planejar antecipadamente sua estratégia de atuação. Vale destacar que grupos de consumidores que usufruam de certos benefícios tarifários, como, por exemplo, consumidores de GD, não podem acessar o mercado livre e se manter beneficiário do SCEE.	A decisão de abertura ou não do mercado livre é matéria fora do escopo desse trabalho.
61	Landis+Gyr	Não identificamos situações que obrigatoriamente devam ser vedadas. Porém, entendemos que o estudo a ser elaborado pela ANEEL deve buscar avaliar como tratar pelo menos as 3 (três) situações listadas a seguir: 1) Universalização do Serviço de Energia – a energia como um “bem” de direito do cidadão deve ser levada a todas as regiões do país e onde os investimentos em expansão da rede devem continuar sendo realizados pela concessionária de distribuição ou novos modelos, através de “comunidades de energia” (com microrredes), possam ser habilitados; 2) Tarifa Social de Energia Elétrica – com mais de 12 milhões de consumidores abrangidos pela tarifa social (baixa renda), há de se buscar entender se a participação deste universo de consumidores em um ambiente não regulado pode ou não trazer benefícios; e 3) Consumidores atendidos com Medição Exteriorizada ou SDMEE (Sistemas Distribuídos de Medição de Energia Elétrica) em Baixa Tensão. As distribuidoras vêm investindo massivamente neste tipo de aplicação para apoiar ações de combate às perdas não técnicas (fraudes) e atualmente o Brasil deve contar com aproximadamente 3 milhões de consumidores com este tipo de tecnologia. Além disso, por se tratar de uma operação de risco onde a energia não pode ser estocada, uma vez o cliente abrindo um contrato poderá impactar de forma significativa a comercializadora portanto é importante na mesma linha de um empréstimo bancário ocorrer uma análise de crédito de alguma forma no CPF do titular da conta (análise de histórico de pagamentos).	Vide seção III.2 desta NT. A Universalização do Serviço de Energia é tema fora do escopo deste trabalho. Vários dos benefícios (pontos positivos) apresentados na seção III.1 aplicam-se aos consumidores abrangidos pela tarifa social. A necessidade de análise de risco de crédito de clientes é matéria fora do escopo desse estudo.
62	Light	Todos os consumidores podem (ou devem) optar pelo ambiente livre, desde que estejam plenamente adimplentes com a distribuidora, reforçando que os consumidores que possuem algum subsídio na tarifa de energia não terão mais, caso optem por migrar para o ACL.	Vide seção III.2 desta NT.
63	LUDFOR	A abertura de mercado de energia deverá ocorrer de forma gradativa de forma a não prejudicar os portfólios de contratos das distribuidoras, o que pode trazer um grande risco para muitos agentes. Em suma, a possibilidade de escolha do fornecedor deve ser dada a todos os consumidores, inicialmente do Grupo A e gradativamente passando para	Vide seções III.2 e III.3 desta NT.

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

(Fl. 68 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 2)	Comentários
		o Grupo B até que todos tenham essa possibilidade. Acreditamos que o livre comércio é a melhor opção, como já acontece em outros países no mundo.	
64	Neoenergia	Propõe-se a adoção de um período de transição no qual poder-se-ia implementar mudanças programadas de forma paulatina e progressiva até que, ao final desse período, fosse alcançado, portanto, o modelo pleno planejado para a abertura de mercado. Considerando a adoção de um período de transição haveria, portanto, durante esse período a instituição de critérios progressivos de liberalização para a migração até que, ao fim da transição, todos os Consumidores Regulados seriam compulsoriamente livres. A atual forma de compensação de energia feita para os prosumidores de Geração Distribuída é, no entanto, um problema que precisa ser solucionado, caso contrário, representará um impeditivo natural de migração para esse grupo de unidades. Por fim, entende-se que há condicionantes a serem observadas no processo de migração relacionadas a questões comerciais necessárias para o bom funcionamento do setor, independente do Consumidor Regulado já satisfazer eventual regra para a migração, como por exemplo: atualização de pendências cadastrais, adimplência e ausência de histórico recente de irregularidade, bem como adequação do padrão de entrada ao normatizado pela Distribuidora _{AFIO} , principalmente no que se refere a instalação do padrão em local de fácil acesso para a realização da coleta de dados/medição etc.	Vide seção III.2 desta NT.
65	Omega	A escolha do consumidor nunca deve ser restrita. Deve-se apenas estabelecer condições para que ele tenha acesso a um fornecedor com tarifa regulada, no caso a própria distribuidora, e criar regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre.	Vide seção III.2 desta NT. Os temas abordados na contribuição foram discutidos no decorrer desta NT.

3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
66	ABEEÓLICA	Para promover a abertura de mercado e ao mesmo tempo respeitar esses contratos celebrados no modelo anterior (denominados de contratos legados) será necessário discutir uma regra de transição que não atrase ou inviabilize a abertura do mercado. Os contratos legados vigentes devem ser respeitados integralmente no que tange a prazo, preço e volume. Um ponto relevante é não aumentar o número de contratos legados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou seja, deve se priorizar a contratação de geração (se necessário) via Reserva de Capacidade. O aumento de legados dificulta a migração para um ambiente de mercado plenamente competitivo. Esses contratos podem ser alocados de forma centralizada ou mantidos em caráter bilateral, observando se que a última alternativa possui reflexos na competitividade das comercializadoras reguladas, apartadas das distribuidoras. Também, é fundamental que sejam criados mecanismos de descontração mais eficientes, como melhorar a eficiência do MVE.	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 69 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
67	ABGD	Contratos legados devem ser respeitados, o que traz segurança jurídica e estabilidade ao cenário econômico brasileiro e do setor de energia. Em se tratando de energia já contratada pelas distribuidoras, entende-se que possa haver algum tipo de mecanismo que preserve tal estabilidade.	Vide seção III.3 desta NT.
68	ABRACE	Em um primeiro momento, a energia sobrecontratada das distribuidoras deve ser descontratada por meio de mecanismos competitivos que garantam a venda dessa energia aos agentes que desejarem comprar. Ou até mesmo de forma bilateral, as distribuidoras poderão comercializar contratos de energia entre si com anuência do vendedor original. Assegurado o máximo esforço das concessionárias para vender tal energia sobrecontratada, caso haja algum montante residual, o custo dessa energia será rateado, por meio de encargo, entre os consumidores remanescentes do ACR e aqueles que migrarem após a abertura do mercado, que permaneceriam responsáveis por parte do custo de sobrecontratação, uma vez que a mudança nas regras a respeito de quais consumidores estão aptos a deixar o ambiente regulado podem impactar, de forma não antecipada no momento do planejamento e contratação, o mercado da distribuidora. Um erro gravíssimo que deve ser evitado é o rateio por todos os consumidores dos custos dessa energia proveniente dos contratos legados. Os consumidores que atualmente já estão no ACL, e fizeram sua opção de compra e tratamento de riscos associados, não podem ser prejudicados por tal encargo. Caso estes consumidores sejam inseridos no rol de pagantes do novo encargo, teríamos o absurdo de preservar as distribuidoras e seus clientes de um custo gerado pela mudança nas regras do jogo mediante repasse destes custos a outros agentes, que não foram de nenhuma forma considerados no dimensionamento do mercado da distribuidora pelas regras vigentes, que não se beneficiam da abertura e que, assim como a distribuidora, não têm gestão sobre a mudança de regras. Estes consumidores que já estão 100% contratados, de acordo com todas as regras do setor, não podem ser prejudicados com mais um custo que estes não deram causa.	Vide seção III.3 desta NT.
69	ABRACEEL	Já existem condições objetivas para a abertura de mercado, respeitando os contratos vigentes das distribuidoras sem acarretar custos adicionais aos consumidores que desejarem permanecer com os seus atuais fornecedores, tampouco às empresas. Avaliando a possibilidade de haver período de sobrecontratação das distribuidoras em função dos contratos legados, estudamos o tema e propomos um cronograma de abertura de forma escalonada que mitiga esses efeitos. O estudo levou em consideração cenários possíveis, tendo em vista algumas oportunidades para revisão dos legados nos próximos anos. Considerando o cenário que envolve o fim das cotas compulsórias da energia de Itaipu para as distribuidoras do Sul e Sudeste-Centro-Oeste, a partir de 2024, e a descotização das usinas da Eletrobras, prevista na Lei 14.182/2021, é possível avançar na abertura de mercado já no curto prazo. Além disso, conforme observado pela experiência internacional, uma parcela dos consumidores não encontra motivação para migrar de fornecedor, compondo um mercado residual que permanece atendido pelas atuais distribuidoras ou por suas comercializadoras eventualmente sucedâneas. Com base em estudos contratados pela Abraceel que analisam a experiência internacional, disponíveis em nosso site, consideramos esse fator de 5% para a alta tensão e para a baixa tensão 25% e 67%, para as faixas mais altas e baixas de consumo, respectivamente. Assim, o cronograma de abertura abaixo se inicia em 2024, como aludido pela Portaria MME 465/2019, e em 2025 toda a alta tensão estaria abarcada e até 2027 toda a baixa tensão. Cabe apontar que	Vide seção III.3 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 70 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários															
		<p>os estudos para o cronograma abaixo foram realizados em março deste ano, antes da descotização da Eletrobras ter sido promulgada na Lei 14.182/2021.</p> <table border="1" data-bbox="315 363 1021 549"> <thead> <tr> <th></th> <th data-bbox="456 368 887 395">Faixa de Demanda/Consumo</th> <th data-bbox="898 368 1014 395">Abertura</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="315 400 443 459" rowspan="2">Alta tensão</td> <td data-bbox="456 400 887 427">500 a 51 kW</td> <td data-bbox="898 400 1014 427">2024</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 427 887 459">≤ 50 kW</td> <td data-bbox="898 427 1014 459">2025</td> </tr> <tr> <td data-bbox="315 464 443 549" rowspan="3">Baixa tensão</td> <td data-bbox="456 464 887 491">≥ 1.001 kWh</td> <td data-bbox="898 464 1014 491">2025</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 491 887 518">B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh</td> <td data-bbox="898 491 1014 518">2026</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 518 887 549">B1 ≤ 220 kWh</td> <td data-bbox="898 518 1014 549">2027</td> </tr> </tbody> </table> <p>Deve-se ponderar também sobre a possibilidade de que seja necessário criar um encargo temporário de sobrecontratação, para reduzir ou evitar consequências econômicas e financeiras indesejáveis às distribuidoras. Tal medida, embora indesejável, pode, contudo, acelerar o processo. Em outros países, o benefício a longo prazo da abertura de mercado compensou, e muito, o custo imputado pela transição. A criação de semelhante ônus aos consumidores pode ser eliminada ou, pelo menos, grandemente minimizada caso adotada ação regulatória que propicie desde já maior interação dos vasos comunicantes entre a comercialização regulada e não regulada, tal como já vem sendo feito via MVE. O MVE vem funcionando como o principal mecanismo de transferência de energia entre os ambientes regulado e livre, proporcionando maior gestão contratual para as distribuidoras, que podem reduzir suas sobras contratuais. Existe espaço para aperfeiçoamentos, especialmente no que tange ao cálculo da sobrecontratação e exposição no MCP, que pode impactar no interesse dos vendedores e conseqüentemente na eficácia do mecanismo. Posteriormente, os mecanismos atuais podem ser repensados por uma maior integração entre os ambientes. Além disso, é fundamental durante o processo de abertura não aumentar a contratação de energia para as distribuidoras, pois isso dificulta e atrasa a transição para um ambiente de mercado plenamente competitivo. Para isto, é urgente a definição do cronograma de abertura de mercado, e fundamental priorizar a contratação de geração via reserva de capacidade. Neste aspecto, a medida estabelecida na Lei 14.120/2021 já é uma boa sinalização para a abertura de mercado e o fim da contratação de longo prazo pelas distribuidoras. Vale destacar que o Estudo Abraceel/Thymos avaliou duas opções para gerenciar os contratos legados: via uma entidade gestora central ou por meio da comercializadora de energia da atual distribuidora. Se desenhado um mecanismo central para gestão dos legados, alocados em uma entidade já existente como a CCEE, eventuais custos de transição poderiam ser rateados via encargo. Se os legados forem mantidos em caráter bilateral, os ônus e bônus dos contratos seriam assumidos integralmente pela comercializadora de energia da atual distribuidora, o que pode tornar a empresa menos competitiva, dado o portfólio mais caro. Nesse contexto, existiria também uma terceira opção, qual seja, manter os contratos em caráter bilateral com um encargo temporário. Se o preço médio dos contratos legados que o agente assumir for superior a um determinado <i>benchmark</i> de mercado, ele teria direito a diferença que seria custeada via encargo. Pode haver mecanismos para mitigar o custo desse encargo temporário, como a gestão de portfólio compartilhada de distribuidoras que pertençam ao mesmo grupo econômico. A proposta preferencial depende de definição de política pública, mas é importante buscar caminhos que acelerem a abertura de mercado.</p>		Faixa de Demanda/Consumo	Abertura	Alta tensão	500 a 51 kW	2024	≤ 50 kW	2025	Baixa tensão	≥ 1.001 kWh	2025	B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh	2026	B1 ≤ 220 kWh	2027	
	Faixa de Demanda/Consumo	Abertura																
Alta tensão	500 a 51 kW	2024																
	≤ 50 kW	2025																
Baixa tensão	≥ 1.001 kWh	2025																
	B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh	2026																
	B1 ≤ 220 kWh	2027																

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

(Fl. 71 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
70	ABRADEE	<p>Uma resposta à primeira vista “fácil” para a pergunta sobre o tratamento dos contratos legados estaria na alteração de suas condições contratuais, por exemplo, redução de prazos e mudanças nos preços. Entretanto, como o respeito aos contratos e a segurança jurídica são pilares essenciais para a manutenção da atratividade investimentos em infraestrutura do país, esta alteração somente poderia ocorrer com a anuência dos geradores, o que, na maioria dos casos, não seria provável. Alternativamente, na linha da busca por soluções “fáceis”, o limite de sobrecontratação, hoje em 105%, poderia ser aumentado, alocando este custo no consumidor regulado remanescente, elevando ainda mais sua tarifa. Essa opção também não se mostraria adequada, pois a elevação das tarifas do ACR tornaria ainda mais atrativa a migração para o ACL, onerando cada vez mais os consumidores regulados remanescentes, de maneira insustentável no médio e longo prazos, o que resultaria na conhecida “espiral da morte”. Outra resposta residiria em deixar com as distribuidoras os riscos de gestão dos contratos legados, o que só seria viável com ferramentas que tornem o portfólio flexível, segregando níveis de risco não gerenciáveis e, logo, repassáveis, de possibilidades adicionais de gestão com incentivos adequados. Finalmente, uma solução menos convencional, que já foi adotada em países Europeus, é a alocação dos custos dos contratos legados no tesouro. Para o Brasil, sabe-se que esta última é uma solução muito difícil, dado o contexto fiscal do país. Assim, fica evidente que a solução para o tratamento dos contratos legados no contexto da abertura de mercado não é óbvia nem envolve apenas uma dimensão. Trata-se de tema de extrema relevância, que vem sendo discutido há bastante tempo no mundo e no Brasil (principalmente a partir da CP 33, de 2017). Para auxiliar nessa importante discussão, apresentamos a seguir algumas condicionantes que entendemos serem imprescindíveis na busca por soluções para mitigar os custos residuais dos contratos legados no contexto de ampliação do mercado livre no setor elétrico brasileiro. <u>Estancar a Contratação de Novos Legados</u>: a cada novo leilão de energia nova A-6 realizado, com contratos de 30 anos, mais legados são deixados para os consumidores de 2050. É fundamental reduzir o prazo dos contratos de energia nova. O argumento da necessidade de estabilidade de fluxo de caixa para o financiamento, utilizado para justificar contratos longos, já não é válido. No Brasil, o BNDES resolveu a financiabilidade com contratos de menor prazo no mercado livre estabelecendo condições específicas de financiamento, com a consideração de um preço de referência para o período em que o ativo está descontratado. Qual a razão para este racional não ser utilizado também nos leilões no mercado regulado? Por fim, é necessário que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes. <u>Introduzir mecanismos que atribuam ao mercado livre o custo residual dos contratos legados</u>: criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos contratos legados sobre todos os consumidores, do ACL e ACR. Assim, na proposta da CP 33, o excesso residual de contratos das distribuidoras – depois de medidas para reduzi-lo, como redução das cotas, venda de excedentes, etc - seria vendido ao mercado (pois este excesso possui valor e proporcionaria liquidez ao mercado), e a diferença, positiva ou negativa, entre o preço de mercado e o preço original, seria alocada a todos os consumidores através de um encargo de sobrecontratação. Esse encargo representaria o custo de transição para</p>	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 72 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>um ambiente liberalizado e estaria alinhado com discussões regulatórias atuais sobre a necessidade de impor aos consumidores que migram para o mercado livre parte dos custos de decisões tomadas no passado para suprir o seu consumo. Fica, por sua vez, a discussão sobre a alocação desses resultados: (i) apenas os novos consumidores livres (consumidores regulados atuais que migrarem); ou (ii) todos os consumidores livres, atuais e futuros. A opção (i) poderia tornar o benefício da migração inócuo (pois, no total, o consumidor pagaria aproximadamente a mesma conta). Assim, a migração ocorreria, ao menos no primeiro momento, apenas para o consumidor que está buscando um melhor serviço ou contratos customizados. A opção (ii) divide a conta residual entre todos na impossibilidade da realocação do excesso de contratos no mercado. É de mais simples implementação e evita a arbitragem de muitos consumidores migrarem ao mesmo tempo antes do regulamento. A ABRADDEE entende que a opção (ii) seria a mais adequada. Ressalta-se que pagar a sobrecontratação representa uma fração dos custos de confiabilidade alocados no mercado regulado. Sua origem está na rigidez de contratos desenhados para prover estabilidade a geradores que acabam por contribuir para todo o sistema. Mesmo que não exista sobrecontratação, consumidores regulados já pagam pelo bem público da confiabilidade no preço médio de seu portfólio. Nesse sentido, a alocação mais justa do encargo de sobrecontratação seria a todos os consumidores do ambiente livre. Essa alocação reduziria, ainda que apenas parcialmente, o subsídio cruzado entre ambientes no provimento da confiabilidade via PPAs inflexíveis de longa duração. <u>Melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos</u>: aprimorar os mecanismos previstos na regulação vigente, como o MVE, regulamentar o Mecanismo Competitivo de Descontratação previsto na Lei nº 14.120/2021 e buscar novos mecanismos, não ainda consolidados na legislação vigente, que tornem a gestão dos contratos legados pelas distribuidoras mais eficiente e mitiguem riscos de custos excessivos aos consumidores finais. Dentre tais mecanismos, há um resultante das discussões no âmbito da CP 33, que acabou incorporado ao texto do PL 414. Trata-se da transferência de CCEARs entre distribuidoras - ou comercializadores regulados, de forma bilateral. Entendemos que este mecanismo pode ter resultados mais eficientes do que o MCSDD, pois é mais flexível e permite mais agilidade às empresas. Entretanto, assim como no caso dos mecanismos existentes, é fundamental que suas regras sejam bem definidas e não imponham incertezas adicionais às distribuidoras. Por fim, medidas adicionais que ampliem a flexibilidade podem incluir também: (i) a contratação livre/autoprodução de parte do requisito de energia e, em particular, das perdas; (ii) a aceitação de níveis de exposição ao mercado de curto prazo sem penalidades; (iii) a definição de parcelas de custo repassável sem glosa e de custos gerenciáveis com mecanismos de incentivo, naturalmente associados ao aumento da liberdade de gestão. <u>Fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL)</u>: Conforme amplamente discutido no setor, há no modelo vigente uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, pois apenas o ACR paga por eles, a despeito deste ambiente representar cerca de 70% da carga do país. Assim, a correção desta alocação assimétrica é fundamental para permitir a expansão sustentável do mercado livre, sem onerar indevidamente os consumidores regulados. Para tal, é preciso assegurar que a nova oferta de geradores que agreguem confiabilidade ao sistema, independente do ambiente em que sua energia é comercializada, tenha seus custos cobertos</p>	

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

(Fl. 73 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		por todos os consumidores, do ACR, do ACL e com Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD). A separação entre lastro e energia, a execução dos leilões de capacidade e o tratamento do lastro dos contratos legados são formas de corrigir essa alocação. <u>Reduzir os subsídios tarifários vigentes</u> : há subsídios relevantes no modelo atual para os consumidores que saírem do ambiente regulado, incentivando essa migração de forma desproporcional, elevando assim o risco de sobrecontratação das distribuidoras. Em sua maioria, esses subsídios, além de não serem mais necessários economicamente (por exemplo, porque as fontes renováveis já são competitivas), criam assimetrias comerciais entre consumidores em diferentes ambientes de contratação e propiciam o desenvolvimento de ciclos viciosos de migrações e aumentos de tarifas e de encargos setoriais. <u>Aprimorar o arcabouço regulatório da comercialização regulada</u> : é essencial estudar a conveniência e o formato da separação das atividades de distribuição e comercialização, bem como a introdução da adequada remuneração para a comercialização de energia ao mercado regulado, hoje inexistente.	
71	ABRAGE	É fundamental que existam mecanismos de descontratação eficientes, para tanto faz-se necessário: Permitir que geradores com empreendimentos em operação tornem-se novamente elegíveis para os mecanismos de descontratação; Regulamentação eficiente do mecanismo competitivo de descontratação das distribuidoras estabelecido na Lei 14.120/2021; Melhorar a eficiência do MVE; Destacamos ainda que é importante não estender ou gerar mais legados. Esse cenário envolve acabar com o regime de cotas e renovação de Itaipu. Dessa maneira, conseguimos progredir com a abertura em menor prazo. Além disso, deve-se atentar para um cronograma de abertura aderente com a existência de mercado compatível com os legados.	Vide seção III.3 desta NT.
72	ABRAGET	Os contratos legados do ACR, no contexto do modelo setorial vigente, possuem suprimento até 2054. Assim, será necessário estabelecer regras de transição que não aumentem o número desses contratos legados. Ressalta-se que a redução de carga pós pandemia Covid 19 posterga a necessidade de contratação pelas distribuidoras até 2024, considerando a regra vigente de 5% de sobrecontratação. Deve-se observar a manutenção do tripé: Preço, Prazo de Volume. Não adotar soluções para os contratos legados que alterem esse tripé de forma compulsória, pois qualquer alteração nestes itens afeta a questão da sustentabilidade financeira do projeto termoeletrico, algo que foi considerado no plano de negócios e na obtenção do financiamento. Deve-se observar a igualdade no tratamento dos contratos legados (existente e nova), dar aos contratos de energia existente o mesmo tratamento dado aos contratos de energia nova ao que tange ao MCSD no contexto dos contratos legados. Isto significa que esses contratos não seriam mais passíveis de redução. Embora sejam usinas já viabilizadas, a sua manutenção no sistema e participação no leilão considerou a totalidade das receitas no ACR, dado que o contexto e risco do ACL brasileiro ainda não viabiliza na maior parte do tempo esse tipo de abordagem.	Vide seção III.3 desta NT.
73	ABSOLAR	É necessário o respeito aos contratos celebrados, pressupondo uma regra de transição a ser discutida, célere o suficiente para garantir a sustentabilidade dos ambientes de contratação, sem impactar com sobras ou déficits qualquer um dos ambientes de contratação. Os contratos legados vigentes devem ser respeitados integralmente no que tange a prazo, preço e volume. Adicionalmente, é primordial que se evite o aumento dos contratos legados no Ambiente de Contratação	Vide seção III.3 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 74 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		Regulada (ACR), devendo, portanto, em caso de necessidade, ser priorizada a contratação via leilão de reserva de capacidade neste ambiente. Desta forma, é importante incluir todas as fontes, inclusive as renováveis, para participarem deste mecanismo. O aumento de legados insere uma crescente onerosidade à liberalização efetiva de mercado de contratação de energia para um ambiente plenamente competitivo. Contratação de energia via reserva de capacidade: A priorização da contratação de geração via leilões de reserva de capacidade pode ser uma alternativa para evitar novos contratos legados no ACR. A Medida Provisória nº 998, de 01/09/2020, introduziu na Lei nº 10.848/04 a previsão de licitação para contratação de reserva de capacidade de geração. Os custos dessas contratações serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, é de suma importância, que seja permitida a participação de todas as fontes nestas contratações, inclusive as renováveis. Também, é importante que sejam criados mecanismos de descontração mais eficientes, como melhorar a eficiência do Mecanismo de Vendas de Excedentes e de devolução dos contratos. Depois expandindo opções de venda desses empreendimentos para as novas operadoras varejistas de energia.	
74	AcendeBrasil	Há duas formas para lidar com esta questão: (i) contratos legados migram com o consumidor - prever que a comercializadora que receba um novo consumidor também “herde” os contratos de energia adquiridos pela distribuidora para atendimento futuro da carga daquele consumidor; (ii) soluções para a sobrecontratação - prever mecanismos para lidar com a sobrecontratação da distribuidora resultante da migração dos consumidores. Cada alternativa apresenta seus desafios. A primeira alternativa requer o repasse de uma cesta de contratos, o que exigiria a divisão dos milhares de contratos existentes em – potencialmente – milhões de contratos “menores”, o que envolve custos de transação substanciais. Pode ser necessário promover uma realocação de contratos entre as distribuidoras antes da abertura de mercado para que não ocorra um problema de seleção adversa, situação na qual consumidores de distribuidoras que desejem migrar acabem sendo rejeitados pelas comercializadoras devido ao fato de advirem de distribuidoras com contratos legados mais caros, enquanto consumidores com contratos legados mais baratos seriam assediados por comercializadores. Uma forma de facilitar a implementação deste arranjo seria a criação da centralizadora de contratos, entidade que agregaria todos os contratos legados, repassando um custo médio de todos os contratos para as respectivas partes. A segunda alternativa requer a construção de mecanismos para lidar com a sobrecontratação das distribuidoras resultante da migração de consumidores. Já houve avanços neste quesito com a Resolução 904/2020, comando que aperfeiçoou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de energia elétrica (MCSD) e instituiu o Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia (MVE). No entanto, ainda é necessária mais flexibilidade (como, por exemplo, ofertar contratos de prazos mais longos e em outras modalidades) para lidar com uma abertura completa do mercado de energia. O primeiro passo é promover a comercialização dos contratos desnecessários para atendimento da carga da distribuidora. O segundo passo é o estabelecimento de mecanismos que compensem a distribuidora ou o comercializador regulado (após a segregação das atividades de distribuição e comercialização): pela sobrecontratação resultante após a aplicação dos mecanismos para a venda da energia excedente; e pela eventual diferença entre os preços dos contratos legados e os	Conforme destacado pelo próprio instituto, a alternativa (i) possui elevados custos de transação e é de difícil implementação. Ademais, não enxergamos vantagens nessa proposta, se comparada com a criação de encargo tarifário tanto para o ACR como para os novos migrantes, pois em ambas as alternativas há que se arcar com os custos residuais da sobrecontratação. Para as demais considerações apresentadas, vide seção III.3 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 75 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		preços obtidos na venda dos excedentes. Esta compensação teria que ocorrer por meio de novo encargo a ser cobrado dos consumidores. A princípio sugerimos que este encargo seja cobrado de todos os consumidores uma vez que todos os consumidores foram consumidores regulados no passado, quando a maior parte destes contratos legados foram firmados. No entanto, reconhece-se o risco de consumidores livres contestarem judicialmente a imposição de um novo encargo, o que pode tumultuar o processo de abertura.	
75	AES	Importante ressaltar que o principal ponto seria não gerar mais contratos legados, ou reduzir ao máximo essa criação de novos contratos. No caso das sobras nos contratos existentes, oriundas das migrações para o Mercado Livre, as concessionárias de distribuição devem ter a facilidade ou até incentivo para comercializar no mercado livre de forma similar ao que já se vê hoje com mecanismos de venda de energia para essas concessionárias, porém sendo adaptados limites de contratação e eficiência.	Vide seção III.3 desta NT.
76	ANACE	Uma vez que a abertura será gradual, o tratamento dos contratos legados pode perfeitamente acompanhar o cronograma de abertura de modo a não onerar o mercado regulado. Com a dosagem da redução dos limites para a migração, o volume de energia que será liberado poderá ser usado para o atendimento do mercado remanescente. Até que o cronograma se concretize, seria de se promover uma mudança no modelo atual de expansão da geração suportado principalmente em contratos de longo prazo – em especial nas usinas estruturantes, de modo a permitir contratos com prazos menores para o atendimento do mercado.	Vide seção III.3 desta NT.
77	APINE e Engie	É fundamental preservar os direitos e deveres relacionados aos contratos legados durante seu prazo de vigência. Neste contexto, destacamos que é importante não aumentar o volume de contratos legados, promovendo a separação do lastro e energia na maior brevidade possível. Respeitada esta premissa, é possível aprimorar ferramentas que permitam dar maior flexibilidade às Distribuidoras na gestão de suas contratações e que possibilitem, por meio de processos competitivos, a venda da energia sobrecontratada, decorrente da migração de consumidores, aumentando o fluxo de energia entre os diferentes ambientes de contratação. Para o equacionamento da sobrecontratação, dentre outras medidas, faz-se necessário: Permitir que geradores com empreendimentos em operação tornem-se novamente elegíveis a participarem dos mecanismos de descontração; Regular o mecanismo competitivo de descontração das distribuidoras, estabelecido na Lei 14.120/2021; e Melhorar a eficiência do MVE. Além disso, deve-se atentar para um cronograma de abertura aderente com a existência de mercado compatível com os legados.	Vide seção III.3 desta NT.
78	Casa dos Ventos	Vale destacar que é importante que os contratos legados sejam respeitados e que é necessário a criação de regras de transição. Estas regras de transição devem focar principalmente em: evitar que novos contratos sejam firmados com as distribuidoras durante a transição; assegurar a contratação de novos projetos através de leilões, nos quais seria realizada a contratação de “energia de reserva” ou de “reserva de capacidade”, devendo-se garantir neutralidade tecnológica nos certames.	Vide seção III.3 desta NT.
79	CCEnel-RJ	O Mecanismo de Vendas de Excedentes – MVE deve mantido e ser modelo para um eventual aperfeiçoamento visando à realocação dessa energia a outros agentes do Mercado. A questão a enfrentar pela Regulação é o custo que essas	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 76 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
	e CONACEN	operações possam trazer às distribuidoras, haja vista que, se houver ganho, irá para a modicidade tarifária, mas em caso de prejuízo, onerará os consumidores que permanecerem no mercado da distribuidora, no ambiente cativo (repasse automático na Parcela A da receita da distribuidora).	
80	CEMIG	Elencamos duas possibilidades que julgamos mais adequadas às particularidades do caso brasileiro e, fundamentalmente, pelo fato de que a abertura do mercado é um ganho coletivo da sociedade, da mesma forma que a expansão do sistema, viabilizada pelo mercado cativo, também o é. <u>Possibilidade 1</u> : Distribuidora é escolhida como Comercializador Regulado e seus contratos legados são utilizados para atender o próprio mercado cativo. A sobrecontratação apurada será liquidada ao PLD na CCEE com os resultados econômicos da operação (custo de compra - PLD) rateados entre todos os consumidores do SIN via encargo. <u>Possibilidade 2</u> : Contratos legados atendem todo ACR. Sobrecontratação da “Distribuidora Brasil” é rateada entre todos consumidores de forma análoga ao Proinfa (consumidor irá pagar o PMIX Brasil e passará a ter direito a uma cota de energia associada).	Vide seção III.3 desta NT.
81	CHESF	Com mecanismos de descontração eficientes, como: Estabelecimento de regras de transição; e Aperfeiçoamento da integração entre ACL e ACR – em substituição aos mecanismos atuais (MCSD, MVE). Cada distribuidora passaria a ser uma Comercializadora Varejista de Último Recurso (Comercializador Regulado) da sua área de concessão geográfica, herdando os contratos dos clientes cativos.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
82	Comerc	<p>A questão da energia já contratada pelas distribuidoras tem que ser avaliada tanto sob a ótica da abertura de mercado como sob a ótica da expansão da mini e microgeração distribuída (MMGD). Considerando dados das planilhas SPARTA que suportam os processos tarifários, contratações nos leilões regulados de energia, processos de reduções contratuais realizados por meio da REN Aneel nº 711 e MCSD de Energia Nova, estima-se o portfólio médio Brasil de contratação das distribuidoras até 2030:</p> <p style="text-align: center;">Portfólio Contratação Distribuidoras (MWm)</p> <p>Legenda:</p> <ul style="list-style-type: none"> Leilões - MCSD e 711 Bilaterais Geração própria Cotas GF Cota Angra Cotas Itaipu Proinfa 	Vide seção III.3 desta NT. A sugestão de “Em caso de ainda haver sobra contratual, após todos os comprovados esforços de venda pelas distribuidoras, a sobra de um ano será partilhada entre todos os consumidores na proporção de suas cargas, compondo lastro de atendimento da carga e sendo pago o valor do preço médio de portfólio de contratação”, é semelhante a opção (i) apresentada pelo instituto AcendeBrasil. Conforme destacado pelo próprio instituto, essa opção possui elevados custos de transação e é de difícil implementação. Ademais, não enxergamos vantagens nessa proposta, se comparada com a criação de encargo tarifário a ser pago pelos ACR e pelos novos migrantes, pois em ambas as alternativas há que se arcar com os custos residuais da sobrecontratação.

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

(Fl. 77 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários																																																		
		<p>É possível segregar esse portfólio em 3 categorias: a) Contratações relacionadas a obrigações dispostas por medidas legislativas, que respondem por cerca de 37% do portfólio e que são referentes a cotas da UHE Itaipu (Lei 5.899/1973), cotas de Garantia Física (Lei 12.1783/2013), cotas de Energia Nuclear (Lei 10.848/2004, com redação da Lei 12.111/2009). Vale ressaltar que a quantidade de energia das cotas da UHE Itaipu considerada nesse gráfico engloba a parcela da energia de direito do Paraguai e que é cedida para o Brasil, e cuja destinação não é definida após agosto de 2023. Caso posteriormente essa data seja definido que a parcela do Paraguai não seja mais direcionada para o Brasil, haveria uma redução de cerca de 3 GWm referente a essa parcela; b) Contratações em Leilões Regulados, em Contratos Bilaterais (anteriores a 2004 e decorrentes de geração distribuída nos termos da Lei 10.848/2004) e energia decorrente de geração própria, que respondem por cerca de 61% do portfólio de contratação das distribuidoras; c) PROINFRA que responde por 2% do portfólio de contratação das distribuidoras e que já possui mecanismo de alocação nas distribuidoras em função do mercado por elas atendido. Pelo lado da demanda, considerando as premissas de crescimento da carga previstas na 1ª revisão quadrimestral de 2021 e prolongando o crescimento de carga adotado até 2030, considerando o cenário verão adotado pela EPE no Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias para o PDE 2031 e considerando uma redução de participação de 5% por ano da carga regulada até 2030, obtém-se o balanço entre portfólio contratual e carga a ser atendida diretamente pelas distribuidoras.</p> <div data-bbox="315 794 1077 1177" style="text-align: center;"> <p>Balanço - Portfólio de Contratação por Categoria x Carga ACR (MWm)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Portfólio determinações legislativas (MWm)</th> <th>Portfólio leilões + contratações bilaterais + geração própria (MWm)</th> <th>Carga ACR - com redução de participação na carga total de 5%aa (MWm)</th> <th>Carga ACR Líquida de GD (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2022</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>45.000</td><td>42.000</td></tr> <tr><td>2023</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>44.000</td><td>41.000</td></tr> <tr><td>2024</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>43.000</td><td>40.000</td></tr> <tr><td>2025</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>42.000</td><td>39.000</td></tr> <tr><td>2026</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>41.000</td><td>38.000</td></tr> <tr><td>2027</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>40.000</td><td>37.000</td></tr> <tr><td>2028</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>39.000</td><td>36.000</td></tr> <tr><td>2029</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>38.000</td><td>35.000</td></tr> <tr><td>2030</td><td>48.000</td><td>30.000</td><td>37.000</td><td>34.000</td></tr> </tbody> </table> </div> <p>Observando-se o balanço pode-se sugerir que o portfólio de contratação sujeito a determinações legislativas seja tratado da seguinte forma: <u>Cotas Nuclear</u> – sejam direcionadas para todos os consumidores, cativos e livres, e componham o lastro de contratação para atendimento a 100% da carga, mediante pagamento de um valor regulado pela Aneel, como já estabelecido para a usina Angra 3 nos termos do artigo 10 da Lei 14.120/2021. Uma alternativa seria destinar a energia das usinas de Angra 1, 2 e 3 para comercialização, a critério da empresa gestora dessa usina, tanto no ACL quanto no ACR, sendo mantido um encargo de capacidade para custear o investimento nas usinas a ser pago por todos os consumidores;</p>	Ano	Portfólio determinações legislativas (MWm)	Portfólio leilões + contratações bilaterais + geração própria (MWm)	Carga ACR - com redução de participação na carga total de 5%aa (MWm)	Carga ACR Líquida de GD (MWm)	2022	48.000	30.000	45.000	42.000	2023	48.000	30.000	44.000	41.000	2024	48.000	30.000	43.000	40.000	2025	48.000	30.000	42.000	39.000	2026	48.000	30.000	41.000	38.000	2027	48.000	30.000	40.000	37.000	2028	48.000	30.000	39.000	36.000	2029	48.000	30.000	38.000	35.000	2030	48.000	30.000	37.000	34.000	
Ano	Portfólio determinações legislativas (MWm)	Portfólio leilões + contratações bilaterais + geração própria (MWm)	Carga ACR - com redução de participação na carga total de 5%aa (MWm)	Carga ACR Líquida de GD (MWm)																																																	
2022	48.000	30.000	45.000	42.000																																																	
2023	48.000	30.000	44.000	41.000																																																	
2024	48.000	30.000	43.000	40.000																																																	
2025	48.000	30.000	42.000	39.000																																																	
2026	48.000	30.000	41.000	38.000																																																	
2027	48.000	30.000	40.000	37.000																																																	
2028	48.000	30.000	39.000	36.000																																																	
2029	48.000	30.000	38.000	35.000																																																	
2030	48.000	30.000	37.000	34.000																																																	

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

(Fl. 78 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<u>Cotas Itaipu</u> – deixem de ser cotas e passem a ser comercializadas tanto no ACL quanto no ACR, devendo ser alterada a Lei 5.899/1973; <u>Cotas de Garantia Física</u> – Lei 12.783/2013 – sejam devolvidas para os geradores, a critério deles, que voltariam a ter o regime de Produtor Independente de Energia e poderiam comercializar energia tanto no ACL quanto no ACR; Já para as <u>contratações decorrentes dos Leilões Regulados e de processos bilaterais</u> , poderiam ser previstos tanto mecanismo de redução contratual (quando a energia retorna ao gerador que vendeu a energia), como o MCSD de energia nova ou oferta de redução pelos geradores, como mecanismo de venda de excedente com contratos de prazos 3, 5 e 10 anos, associados a um cronograma de abertura de mercado, tendo as distribuidoras mais tempo para se desfazerem de sobras e o mercado livre de fazer uma contratação mais planejada. Em caso de ainda haver sobra contratual, após todos os comprovados esforços de venda pelas distribuidoras, a sobra de um ano será partilhada entre todos os consumidores na proporção de suas cargas, compondo lastro de atendimento da carga e sendo pago o valor do preço médio de portfólio de contratação, calculado e homologado pela Aneel, devendo essa sobra ser informada com 12 meses de antecedência do início da alocação.	
83	CONCEL, ConEDP-SP e ConEDP-ES	Deve ser cumprido o que está no contrato. Ressaltamos também, que um cronograma a longo prazo para migração de um mercado para o outro seria o mais adequado, pois teria tempo suficiente para ocorrer a resolução dos contratos legados, tendo em vista que, em ocorrendo a abertura do mercado, naturalmente o mercado cativo e livre tende a se ajustar. Outra possibilidade seria autorizar às distribuidoras o direito de vender eventual sobra de energia no mercado livre, de forma que esse custo não seja repassado para os consumidores, sejam do mercado cativo ou livre.	Vide seção III.3 desta NT.
84	CONCEL-MT e Concemig	Uma saída talvez seja a distribuição dos custos para todo o mercado (consumidores do ACR e do ACL), uma equalização, senão ficaria todo o custo para o cativo. Outra possibilidade é a das distribuidoras comercializarem esta energia no mercado livre. À medida que o mercado abre, a distribuição dos contratos entre mercado livre e cativo tende a se ajustar. Então as formas poderiam ser via alguns encargos ou venda.	Vide seção III.3 desta NT.
85	ConDECELT	Acreditamos que essa questão dos contratos legados deve ser estudada caso a caso, sendo que se realmente houver uma migração rápida que ocasione perdas à concessionária, cabe à Aneel ter meios para controlar e tornar essa migração gradativa, inclusive impondo restrições à migração até que o problema seja equacionado. Outra opção seria dar às Distribuidoras o direito de vender eventual sobra de energia no mercado livre, de forma que esse custo não seja repassado para os consumidores do mercado cativo.	Vide seção III.3 desta NT.
86	ConElektro	Deverá ser criada uma regra de transição para atendimento dos contratos legados e uma definição de modelo para contratos futuros do ACR pelas distribuidoras. Uma sobrecontratação implicará no aumento da tarifa dos clientes que optarem em permanecer no ACR.	Vide seção III.3 desta NT.
87	CONSELPA	O princípio básico é cumprir o que está no contrato. Também é possível buscar uma composição em função do novo cenário que se forma com a possibilidade de um número maior de participantes no mercado livre. O ganho de escala deve ser considerado nos estudos, fato que permite elaborar projeções consistentes e assim avaliar se alterações nos contratos poderão ser positivas para ambas as partes. A eventual mudança nos termos dos contratos passa necessariamente por	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 79 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		previsão legal (ou sua mudança) trazendo à “conversa” todos os envolvidos. De qualquer forma o DECRETO Nº 5.163, de 30/7/2004 poderá necessitar alterações para se amoldar ao novo cenário, afinal as condições exigidas dos consumidores (livre, potencialmente livre, especial) para participar na comercialização de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 ou § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, estará mudando quando 2024 chegar. Pode-se vislumbrar uma nova situação no conceito de exposição contratual involuntária prevista no §7º, do Art.3º do Decreto nº 5.163/2004. Cabe lembrar que essa norma já recebeu várias alterações, inclusive recentemente (2020) como, por exemplo, a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19. Buscando flexibilizar os prazos previstos no citado decreto acima, haverá necessidade de mudanças, pelo menos para aqueles que nesse período de adaptação ou de transição queiram promover mudanças nos contratos.	
88	COPEL	Criação de uma unidade centralizadora de gestão dos contratos legados a qual realizaria a venda dos excedentes de energia para os geradores, comercializadores e consumidores livres, sendo que eventual prejuízo ou ganho na venda seria rateado por todos os consumidores que não migraram antes do mecanismo por meio de encargo. Tal situação se assemelha às regras de cobrança dos custos associados à contratação de energia de reserva e reserva de capacidade, nos termos da Lei nº 14.120/2021. Outra possibilidade é proporcionar a flexibilização da gestão do portfólio das distribuidoras.	Vide seção III.3 desta NT.
89	COPREL	A medida que os consumidores forem migrando, a energia contratada pelas distribuidoras deve ir sendo descontratada, dos contratos mais próximos do término aos mais distantes de modo que esta energia possa ser realocada para estes mesmos consumidores ou para outros setores do ACL. Para os contratos estruturantes, assim como Angra, os montantes devem ser rateados de forma equivalente a todos os consumidores do ACL com demanda contratada acima de 3 MW.	Vide seção III.3 desta NT.
90	CPFL	O tratamento da energia contratada atualmente pelas Distribuidoras deve ser estabelecido tendo como norte a sustentabilidade da abertura do mercado, respeitando os contratos vigentes das concessionárias de distribuição sem acarretar em custos adicionais apenas aos consumidores remanescentes no mercado regulado. Dado que as distribuidoras contrataram energia para atendimento de seu mercado por meio de contratos de longo prazo, à medida que os consumidores optarem por migrar para o mercado livre, o mercado das concessionárias de distribuição será reduzido de forma drástica, elevando a sobrecontratação das Distribuidoras, o que pode resultar na elevação das tarifas para os consumidores que optem por permanecer no mercado regulado ou mesmo aqueles que não consigam efetivar a migração, seja pelos requisitos normativos, seja pela ausência de comercializador disposto a recebê-los, ou mesmo pela condição econômico-social em que se encontrem. A questão essencial para endereçamento desse questionamento é que a separação de custos entre o mercado livre e o regulado seja justa. Em primeiro lugar, é necessário, imediatamente, interromper a formação de novos contratos legados. Novas termelétricas devem ser contratadas somente por meio de reserva de capacidade para potência, nos moldes do Decreto nº 10.707/21, cujo custo é rateado entre todos os consumidores finais de energia. Em seguida, propõe-se a criação de encargo nos moldes do Projeto de Lei nº 414 de 2021 (“PL 414/21”) para ratear a sobrecontratação involuntária aos consumidores finais de energia. Ressalta-se que a redação do referido PL, em sua versão apresentada à Câmara em 10/02/2021, é genérica o suficiente para permitir certo grau de	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 80 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>liberdade para a futura definição de um ponto crucial no pagamento desse encargo: sobre se os consumidores que pagarão pelo encargo se referem ao mercado livre e regulado como um todo, incluindo aqueles que fizeram opção pela migração antes da total abertura do mercado livre, ou apenas aqueles consumidores que exercerem a migração a partir da liberalização em análise. Para a definição dessa questão, é relevante pontuar que ambas alternativas são possíveis, mas cada uma traz riscos e custos específicos. Caso o encargo da sobrecontratação seja atribuído de forma mais geral, a todos os consumidores finais de energia, abre-se a possibilidade de a abertura do mercado ser acompanhada de certa judicialização por parte dos atuais clientes livres, comercializadores, e associações setoriais. Por outro lado, caso o encargo seja rateado apenas sobre o futuro mercado livre, resultante da abertura, é possível que a migração dos consumidores seja inviabilizada, dado que eles continuarão pagando pelos contratos legados, mas sob forma de encargo. Neste cenário, a abertura se efetivará apenas na medida em que se encerrem os prazos de suprimento dos contratos legados mais caros. Nessa análise, porém, há outra questão relevante que possui alternativa de tratamento e que auxiliará na redução do fardo para o mercado regulado. Observando-se o princípio da alocação apropriada de custos, os contratos relacionados a empreendimentos que contribuem para o sistema como um todo, como aqueles referentes às usinas térmicas provedoras de potência, deveriam ser sustentados de forma equânime pelo sistema. Atualmente, esses custos são suportados apenas pelo mercado regulado, encarecendo demasiadamente o custo da energia nesse ambiente e agravando o problema dos contratos legados. Para resolver a questão, propõe-se, por um lado, promover mecanismos de desconstrução das usinas térmicas por disponibilidade, para posterior reconstrução como reserva de capacidade. Tal proposta permite distribuir via encargo de reserva de capacidade os custos relacionados à potência proporcionada por térmicas em operação. Dessa forma, um eventual encargo por sobrecontratação seria reduzido e o custo da potência seria alocada da forma adequada (e não via encargo de sobrecontratação, por exemplo). Para que esta alternativa se viabilize, é necessário no entanto, garantir a receita do gerador, prevista originalmente em seu contrato. As usinas contratadas como energia nova, por exemplo, ainda têm contratos de financiamentos atrelados aos seus recebíveis; essas alterações contratuais seriam então, de forma prática, representadas pela mudança dos “CCEAR” (contrato de compra de energia no ambiente regulado) para “CRCAP” (contrato de potência de reserva de capacidade - nos termos do Decreto 10.707/21). Com essa mudança, o custo da sobrecontratação, ainda que dificilmente previsível, será significativamente menor. Nesse ambiente, espera-se que o mercado livre, o Comercializador Regulado de Energia (CRE) e o comercializador varejista garantam a expansão da geração de energia por meio da contratação das fontes eólica e solar, o que já ocorre atualmente no mercado livre, onde 12,5% dos contratos já tem duração igual ou superior a 10 anos, e 51% duração entre 2 e 6 anos. Por outro lado, a contratação de fontes renováveis variáveis como eólica e solar gera alguma potência residual. A necessidade de potência remanescente seria então contratada na forma de reserva de capacidade para potência a partir do monitoramento da necessidade de potência no SIN, o que está sendo implementado via leilões de reserva de capacidade (Decreto nº 10.707/21), através do Ministério de Minas e Energia (MME).</p>	

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

(Fl. 81 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

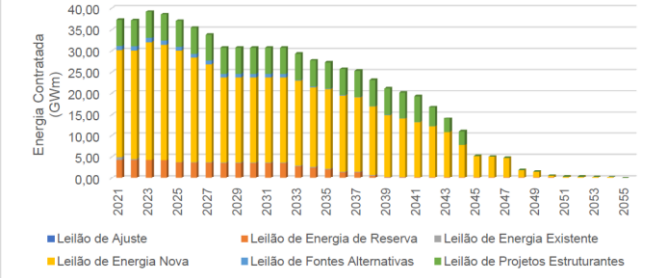
ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
91	Dinamo	Os contratos devem ser respeitados até o seu término. Contudo, o planejamento setorial deve prever mecanismos específicos para a descontratação progressiva das Distribuidoras, a exemplo do Mecanismo de Venda de Excedentes e outros similares, sempre evitando prejuízos aos consumidores. Alternativamente aos incentivos para descontratação voluntária seria a utilização de um ente intermediário (<i>proxy</i>) para a preservação das condições originalmente contratadas entre as partes, ao mesmo tempo em que se oferecem ajustes ao mercado (p.ex., a transferência de contratos das Distribuidoras para um comprador centralizado, que poderia revender a energia em outras condições).	Vide seção III.3 desta NT.
92	EDP	Criação de um agente centralizador de contratos, que distribuiria os contratos legados entre as comercializadoras varejistas, na proporção do aumento de sua demanda, aplicando um pmix único. Eventuais riscos e encargos da sobrecontratação seriam rateados entre os consumidores.	Vide seção III.3 desta NT.
93	ELETROBRAS	Estabelecer regras de transição que não aumentem os contratos legados. Isto pode se dar, por exemplo, pelo aperfeiçoamento dos atuais mecanismos de mercado entre geradores e distribuidores e pelo estabelecimento de novas funções/agentes de comercialização para facilitar a realocação da energia desses contratos. Esses mecanismos devem ter como orientação principal a garantia legal e contratual dos geradores e das distribuidoras de energia no processo de abertura total do mercado livre. Além disso, o processo de venda de excedentes pelas distribuidoras deve ter dentre suas premissas a proteção aos agentes de geração (vendedores originais) dos contratos envolvidos. Marco legal para o repasse de contratos da distribuidora para o ACL já foi sancionado com a Lei 13.360 → Leilões de repasse (liberalização do mercado anterior a 2020). Estabelecer regras de transição que não aumentem os contratos legados. Como os contratos do ACR possuem períodos suprimidos diversos, com os mais longos se encerrando em 2054, esse deveria ser considerado o limite máximo para a transição completa; Manter equilíbrio entre contratos caros e baratos na transição; Aperfeiçoamento da integração entre ACL e ACR – aprimoramento dos mecanismos atuais de mercado MCSDs de energia nova, MVE e livres acordos entre geradores e distribuidores; Possibilidade de os contratos legados serem comercializados por um centralizador de contratos ou bilateralmente; Ou a possibilidade de que cada distribuidora passaria a ter (outro CNPJ) uma Comercializadora Varejista de Último Recurso (Comercializador Regulado) da sua área de concessão geográfica, herdando os contratos dos clientes cativos.	Vide seção III.3 desta NT. Sobre a proposta do último item (“ <i>Ou a possibilidade de que...</i> ”), vide seção III.4.
94	Enel	A estratégia de contratação de longo prazo criou um legado para os consumidores cativos até pelo menos 2054, como demonstra o Gráfico 1, que indica que 70% do volume contratado tem duração até 2035.	Vide seção III.3 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 82 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		 <p>Os contratos de energia existente possuem: (i) menor duração; (ii) cláusula de descontração de energia no caso de migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) cláusula de redução de até 4% ao ano por incerteza na demanda. Já os contratos de energia nova são mais restritivos quanto à reduções contratuais, por se tratarem de contratos utilizados como garantia da financiabilidade de projetos (Project Finance): estes contratos, além de mais longos, não possuem cláusulas de redução contratual. Destaca-se que, de forma a garantir o respeito aos contratos, estes devem ser respeitados integralmente no que tange a prazo, preço e volume. Solução proposta: Aprimoramentos dos mecanismos de gestão contratual: a regra de repasse atual do MVE (pendente de aprovação) comparando Preço de Venda ao PLD associada a uma difícil classificação das sobras como voluntária ou involuntária limita a participação de Distribuidoras, uma vez que aloca o risco associado à alta de PLD ao acionista. Isso faz com que, ainda que haja janelas de oportunidades de venda no curto prazo a preços acima do Pmix (a exemplo do que tem ocorrido em 2021), muitas distribuidoras optem por não participar do mecanismo e se limitar à participação nos MCSDs como garantia de reconhecimento do máximo esforço. As Distribuidoras que negociam no MVE estão tomando alguns riscos em nome de uma gestão mais eficiente para ambos acionista e consumidor. Assim, a regra de repasse precisa ser endereçada de modo a permitir que o MVE possa rodar com muito mais efetividade e seja uma das principais ferramentas a permitir uma abertura de mercado sadia; Devolução de Contratos: as distribuidoras poderão devolver volumes associados a contratos (incluindo energia nova e cotas) decorrente da abertura de mercado a um <i>pool</i>. Sugere-se a criação de uma “Conta Centralizadora” que fará a gestão dos volumes e respectivos efeitos financeiros (a exemplo do que ocorre com a energia de reserva), com o resultado rateado por todo o mercado consumidor (livre e cativo). Importante a garantia da neutralidade tarifária para a concessionária de Distribuição. Considerando que tal Conta Centralizadora pode acumular grande volume de energia, sugere-se como exemplo para gerenciamento da energia do <i>pool</i> para fins de redução de risco e transferência do lastro deste para o ACL, que seja implementado um mecanismo chamado aqui de “Leilão de Venda” com produto de suprimentos mais longos (3 – 5 anos) em que o <i>Pool</i> realize venda de energia (a fim de controlar o montante gerido), não fazendo <i>bid</i> de preço (diferentemente do que ocorre no MVE). O preço mínimo de venda poderia ser definido por meio de regulação ou estabelecidos pelo MME, tal como ocorre nos Leilões de compra. O repasse seria integral, trazendo neutralidade para o acionista. A Enel entende</p>	

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

(Fl. 83 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>que essa alternativa de realizar as vendas de forma antecipada é mais segura e benéfica ou, no mínimo, menos onerosa aos consumidores cativos, já que garante um preço de venda em detrimento de liquidação das sobras no MCP, em que estaria suscetível ao risco de períodos de PLD baixo. O desafio será definir se os contratos liberados serão primeiramente contratos mais antigos, contratos mais caros ou um mix deles (avaliar que cada contrato tem um efeito financeiro diferenciado); Estancar a contratação de novos legados: Antes de discutir a solução para o problema dos contratos legados, é essencial que se adotem medidas imediatas para estancar a majoração do problema. Nesse sentido, em caso de necessidade, deve-se priorizar a contratação no ACR, via Reserva de Capacidade, garantindo-se a neutralidade ao se considerar todas as fontes, inclusive as renováveis, para participarem deste mecanismo. Destaca-se que o aumento de legados insere uma crescente onerosidade à liberalização efetiva de mercado de contratação de energia para um ambiente de plenamente competitivo. Ademais, é necessário que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes; Os contratos legados podem apresentar uma solução híbrida: Contratados oriundos de leilões de energia existente, cotas e Itaipu: pode-se adotar a livre negociação entre as distribuidoras e o mercado livre, uma vez que não mais possuem garantias de financiabilidade associadas à contratação. Caso restasse alguma energia, após a negociação junto ao ACL, essa sobra seria convertida em encargo e rateada pelo pool de consumidores migrantes naquele período associado; e Contratos oriundos de leilões de energia nova: por utilizarem os contratos como garantia à viabilização da construção do empreendimento, estes empreendimentos deveriam ser repassados ao ACL por meio de um encargo.</p>	
95	Energisa	<p>O Grupo Energisa defende o início imediato do tratamento aos contratos legados. De forma objetiva, deve-se primeiramente buscar mitigar a contratação de novos legados. Para tal, defendemos uma priorização clara da contratação via MCSDs em relação aos leilões, a partir da declaração unificada destes mecanismos, o que evitaria que distribuidoras que necessitam energia realizem declarações em leilões mesmo havendo sobras no ACR no portfólio de outras empresas. Outro ponto defendido pela Energisa é a gestão centralizada das carteiras de Grupos Econômicos, o que dá maior flexibilidade e mitiga riscos, além da possibilidade de cessões bilaterais de contratos (parciais ou integrais) entre distribuidoras. Além disso, a Energisa defende que o tratamento da descotização das usinas da Eletrobras, a partir da alocação dos novos recursos da CDE, se dê de acordo com a realidade tarifária de cada concessão, tal que o rateio dos recursos busque de fato minimizar o impacto individual de cada distribuidora. Outra medida que buscaria evitar novos legados é o poder concedente e o regulador estabelecerem que os leilões de energia no ACR sejam realizados com prazo de contratação reduzidos e gatilhos de descontração para dar maior flexibilidade no ajuste entre oferta e demanda. Um exemplo seria a previsão nos novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre,</p>	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 84 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>equilibrando assim os dois ambientes. Redução de lastro contratual de CCGF e Itaipu para que o volume de lastro contratual seja o mais próximo possível da cobertura efetiva, reduzindo a exposição dos consumidores cativos à volatilidade do PLD. Outro aspecto importante para ampliar a gestão do portfólio da distribuidora, principalmente em situação de sobrecontratação estrutural, é o detalhamento das regras referentes ao MVE, de forma que seja possível a mitigação de riscos. Os principais detalhamentos propostos visam reduzir as incertezas das análises (<i>ex-post</i>) efetuadas pela ANEEL no cálculo dos montantes financeiros repassados às tarifas dos consumidores finais. Outro aprimoramento que poderia ser interessante para o caso do MVE seria permitir sua descentralização, possibilitando às distribuidoras a promoverem, até uma vez por mês, seus próprios processos de vendas para o mercado livre em contratos bilaterais com duração máxima até o final do ano corrente. Este aprimoramento reduziria os riscos de contraparte (presentes no mecanismo centralizado atual), bem como os riscos de condições conjunturais desfavoráveis à negociação sob a ótica da distribuidora. Adicionalmente, somos a favor da isonomia de custos para confiabilidade do sistema a serem arcados pelo ACR e ACL, tema este que já teve tratamento iniciado a partir da implementação do Leilão de Capacidade. Destaca-se, porém, que o novo leilão torna mais justa a alocação de novos custos de capacidade a partir de julho de 2026. Todavia, para corrigir distorções pré-existentes, torna-se necessária a análise aprofundada e valoração dos lastros legados das distribuidoras, haja vista sua contribuição para o sistema. Após a definição destes custos, arcados exclusivamente pelo ACR, tais valores deveriam passar a ser rateados igualmente por todos os agentes de consumo, por meio da sua inclusão na TUSD. Mesmo que as distribuidoras não sejam efetivamente remuneradas pela sua contribuição atual, apenas a partir da equalização destes custos entre os ambientes é que estas deveriam arcar com novos custos de lastro para o sistema. As medidas ora destacadas tratam prioritariamente do período transitório, buscando soluções para minimizar os impactos de sobrecontratação estrutural e distorções tarifárias já vivenciados pelo mercado cativo. Além disso, é necessário avaliar a questão de maneira estrutural, entendendo que a confiabilidade do sistema é um bem público, que cabe a todos sustentar e está ancorada na busca da eficiência produtiva e alocativa. A forma de implementação pode se dar de várias formas, conforme ordenação a seguir: a) Segregar lastro e energia de todos os contratos, novos e legados, e alocar o custo do lastro, via encargo de forma proporcional a todos os consumidores; b) Não segregar lastro e energia, mas simplificar o processo por meio de uma proxy proveniente da diferença média de preços entre o ACR e o ACL, para todos os contratos, novos e legados, e alocar a diferença de preço, via encargo de forma proporcional a todos os consumidores; c) Estabelecer critério de transição, na medida que a migração ocorre os consumidores levariam o que foi contratado para atendê-lo no ACR, tendo como referência o Pmix da distribuidora, durante um período a ser estabelecido de acordo com o processo de redução dos legados; d) A partir dos novos contratos, alocar o pagamento da confiabilidade de forma complementar ao que já é pago atualmente, de acordo com cada ambiente de contratação, a todos os consumidores. Como não se trata da separação de lastro e energia, a precificação do lastro seria simplificada e a proxy provém da diferença média de preços entre o ACR e o ACL, até que a solução via contratos de reserva de capacidade ou da separação lastro e energia de fato ocorra; e) Já para os contratos legados, em complemento à solução anterior, o volume seria obtido a partir da</p>	

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

(Fl. 85 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL e o pagamento se daria também de forma complementar ao que já é pago atualmente, de acordo com cada ambiente de contratação, a todos os consumidores, até que o custo de confiabilidade dos legados seja similar nos dois ambientes; f) Outra solução seria uma variante da “c” e da “d”, em que para os contratos novos o custo de confiabilidade seria alocado a todos os consumidores, enquanto o custo da sobrecontratação dos legados seria alocado apenas aos novos entrantes do ACL, sempre de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente; g) Idem proposta “e”, porém, a alocação não seria de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente, mas sim proporcional ao mercado pagante o que posterga o tratamento isonômico entre o ACR e o ACL; h) Alocar apenas o custo da sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL aos novos entrantes do ACL, de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente; i) Alocar apenas o custo da sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL, porém de forma proporcional ao mercado pagante o que posterga o tratamento isonômico entre o ACR e o ACL; A questão central é que há várias formas de fazer a separação de lastro e energia e tratamento aos legados, a partir da abertura de mercado, mas deve-se eleger um meio razoável. Como supracitado, “<i>O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado</i>”. Portanto, no caso da abertura do mercado, não basta apenas garantirmos que não vá haver sobrecontratação, mas sim definir expressamente que os consumidores que migrarem devem carregar/arcar com seu efeito, para não sobrecarregar a tarifa dos consumidores cativos remanescentes. Caso contrário, até uma possível “abertura completa”, o custeio não isonômico será insustentável aos consumidores do ACR. Sobre este ponto, observa-se a necessidade da ANEEL demonstrar os cálculos do quanto a ampliação gradual dos limites mínimos de demanda para migração irá encarecer para os demais consumidores. Destaca-se o exemplo dos consumidores que buscam acesso direto à rede básica: em conformidade com a REN nº 473/2012, além de ressarcir a distribuidora os investimentos específicos realizados na rede de distribuição para seu atendimento, carregam o “<i>compromisso de quitação futura do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA relativa ao período que utilizou a rede de distribuição</i>.” Exemplo similar foi recentemente aplicado na Conta COVID, determinando que consumidores que exercerem sua opção pela migração após 8 de abril deverão custear sua respectiva fatia do encargo após a migração. Tais medidas são essenciais para mitigar que todo o efeito destes movimentos recaia sobre os menores consumidores.</p>	
96	Equatorial	<p>Para assegurar a viabilidade econômica e financeira do Comercializador Regulado de Energia (CRE), o tratamento dos contratos legados deve ser balizado por três objetivos: i) assegurar uma divisão justa dos custos de segurança energética entre ACL e ACR; ii) reduzir o nível de sobrecontratação do CRE; e iii) reduzir o custo médio da energia elétrica (Pmix) do CRE. Inicialmente, neste processo de abertura, todavia, deve-se buscar corrigir as distorções na alocação de custos e riscos existentes entre os ambientes de contratação, dentre eles destacam-se os mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico que deverão ser aprimorados para garantir a segurança energética e adequada alocação de custos e riscos, e a sobrecontratação das distribuidoras devido à migração de consumidores do ACR para o ACL, podendo aumentar ainda</p>	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 86 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>mais a tarifa do ACR. Com relação a expansão do sistema elétrico, há no modelo vigente uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, que são arcados em sua integridade pelo ACR, que atualmente correspondem 70% da carga do país. Para tanto, a primeira medida regulatória deve ser a imediata interrupção da formação de novos contratos legados, devendo se contratar novas termelétricas fósseis somente por meio de reserva de capacidade para potência. O Decreto nº 10.707/21, já prevê essa contratação, com os custos rateados entre todos os consumidores finais de energia. Entretanto, conforme supracitado, os consumidores regulados têm, em seus contratos, um estoque para abertura do lastro de confiabilidade do sistema bem superior àquele que deveria. Com isso, mesmo que os consumidores do ACL passem a pagar pelo novo lastro agregado ao sistema, proporcionalmente ao consumo, a assimetria entre os custos do ACL e ACR permanecerá ainda por muito anos, até o final dos contratos termoeletrônicos vigentes. Nesse sentido, reforça-se a contribuição da ABRADÉE, que o pagamento do novo lastro agregado ao sistema seja integralmente arcado pelo ACL até a equalização dos lastros proporcionais as cargas dos dois ambientes. Ademais, com intuito de reduzir o nível de sobrecontratação do CRE, e em atenção a Lei 14.120 de 2021, que no artigo 2º, § 20, prevê a instituição do “mecanismo competitivo de desconstratação ou redução, total ou parcial, da energia elétrica proveniente dos CCEAR”, reforça-se a manutenção do Mecanismo de Sobras e Déficit de Energia Nova – MCS D EN A-0 (intra anual). Além disso, a modalidade do MCS D EN A-0, de acordo com a Resolução Normativa 693/2015, alterada pela Resolução Normativa 824/2018, não prevê a possibilidade de oferta de redução pelos geradores. Deste modo, caso haja declarações de sobras e défitos validadas, será realizada a cessão de energia apenas entre as distribuidoras ou CRE participantes. Logo, com intuito de tornar esse mecanismo mais eficaz propõe-se a inclusão dos geradores nas negociações nos referidos mecanismos de gestão. Ainda nas tratativas de sobrecontratação das distribuidoras, conforme já previsto no Projeto de Lei nº 414 de 2021, os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, observados os mecanismos de ajuste de sobras e défitos de energia elétrica disponíveis e o princípio de máximo esforço, serão alocados a todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica, cabendo destacar que o encargo poderá ser negativo, beneficiando o consumidor em cenários de PLD elevado. Adicionalmente, a redação do referido PL deve ser ajustada para evitar multirributação, com incidência de tributos na arrecadação do encargo, na transferência dos recursos para as distribuidoras e CREs e na fatura dos consumidores, sobre o valor da subvenção. Os contratos remanescentes em poder dos CREs seriam destinados ao atendimento das perdas elétricas (técnica e comercial) das distribuidoras e da carga dos consumidores. A valoração das perdas elétricas será definida pelo órgão regulador periodicamente (R\$/MWh), sendo a diferença de preços entre o custo real e o regulatório repassado aos consumidores por meio de um financeiro. E em circunstâncias de perda real (MWh) superior à perda regulatória (MWh), a energia excedente deverá ser valorada ao preço definido pelo órgão regulador, cabendo as distribuidoras fazer o pagamento desse valor excedente à CRE, não podendo transferi-lo para tarifa de energia elétrica. Em outras palavras, as CRE serão</p>	

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

(Fl. 87 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		responsáveis pela contratação de energia para atendimento das perdas reais, contudo o sinal econômico permanecerá sob a responsabilidade das distribuidoras. Finalmente, ainda com intuito de mitigar o risco de sobrecontratação por parte dos CREs, faz-se necessário que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o ambiente livre, permitindo compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é característico do ambiente competitivo. Ademais, devido ao ambiente de livre negociações, o próprio gerador terá a oportunidade de revender essa energia no ambiente livre, equilibrando os dois ambientes.	
97	Essenz	É preciso garantir a segurança jurídica dos contratos vigentes, ou seja, que todos os contratos serão cumpridos e a inexistência de qualquer risco de rompimento unilateral dos mesmos. Desta forma, os direitos dos geradores previamente estabelecidos ficam assegurados. Todavia, dada a separação entre as atividades de distribuição e de comercialização de energia, o tratamento desses contratos requer alguns cuidados. Como as distribuidoras são as contrapartes destes contratos, e isso tem implicações inclusive em termos de financiamento dos projetos, a primeira recomendação é pela manutenção destes contratos. Concomitantemente, com vistas a garantir a plena neutralidade das distribuidoras na comercialização de energia, devem ser estabelecidos contratos entre cada distribuidora e sua respectiva comercializadora regulada. Como consequência, os riscos de mercado e toda a gestão comercial do portfólio deixam de ser de responsabilidade das distribuidoras. Nestes termos, caberá aos comercializadores regulados a gestão do portfólio de contratos. Notadamente, o ritmo de migração para o mercado livre irá variar bastante nas diferentes regiões do país em função da diversidade de característica socioeconômicas. Desta forma, um primeiro instrumento a ser usado para gerenciar os contratos do mercado regulado é o já existente Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). De todo modo, considerando que o mercado regulado como um todo deverá diminuir de tamanho, é fundamental a presença de transferência de energia do ambiente regulado para o mercado livre. Nesta direção, e a implementação do Mecanismo de Venda de Excedente (MVE) por meio da Lei 13.360/2016, pode ser vista como uma importante iniciativa. Embora o histórico do MVE seja muito recente, o mesmo parece indicar o potencial de instrumentos deste tipo na redução da sobrecontratação do mercado regulado, sobretudo as de natureza involuntária. Apesar da relevância de mecanismos como o MVE em um contexto de liberalização do Grupo B para lidar com a problemática da sobrecontratação e garantir liquidez ao mercado livre, é preciso ter a ciência de que aprimoramentos são necessários em um contexto de abertura do mercado varejista. Em primeiro lugar, é preciso que sejam abolidos os limites impostos ao mercado regulado para a venda de energia ao mercado livre. Além de esta flexibilidade ser desejada em um contexto em que a demanda do mercado regulado pode sofrer reduções negativas abruptas, ela é condizente com o fim da obrigatoriedade de ter toda a demanda contratada. Dado o suposto de que a liberalização ocorrerá em meio à presença de um mercado de energia líquido e bem organizado, que permita aos comercializadores regulados ajustarem suas posições em caso de subcontratação, não se vislumbram maiores consequências da flexibilização dos montantes passíveis de serem comercializados em instrumentos como o MVE. Concomitantemente, considerando a necessidade de se dotar as comercializadoras reguladas dos meios requeridos para a gestão comercial dos contratos, é necessário que exista uma maior diversidade de produtos. Trata-se, aqui, da busca	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 88 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		<p>pela disponibilização de produtos com maior diversidade de prazos, assim como de produtos que não tenham início de vigência imediata. De todo modo, apesar do arranjo proposto tirar das distribuidoras a responsabilidade pela gestão comercial dos contratos legados e todas as implicações associadas a esta gestão, é notório que existem riscos inerentes ao repasse desses contratos. Em especial, permanece a problemática do risco de inadimplência. Tal risco é de grande relevância na medida que possui implicações ao longo de toda a cadeia de pagamentos dos contratos regulados. A partir da constatação que as distribuidoras permanecem como contrapartes nos contratos firmados com os geradores e que não é minimamente pertinente atribuir o risco de inadimplência a elas, é necessário o desenvolvimento de um sistema robusto de garantias. No limite, pode ser preciso o estabelecimento da figura do centralizador de contratos e, pensando o mercado atacadista de forma mais abrangente, a criação de uma <i>clearing house</i>. Todavia, independente do modelo de comercialização de venda de energia do mercado regulado para o mercado livre que venha a ser adotado, é preciso ressaltar que o portfólio de energia do ambiente regulado possui contratos com características bastante variadas. Muitos desses contratos apresentam custos que tendem a ser superiores aos praticados no mercado livre. Ademais, o mercado regulado ainda lida com uma série de riscos com os quais possui baixa capacidade de gerenciamento. Logo, em um ambiente de formação de preços competitivo, é provável que em muitos momentos esta comercialização dos excedentes não seja capaz de cobrir os custos dos contratos legados. Com base no suposto de garantir a isonomia entre os mercados cativo e livre, estas diferenças não devem ser meramente repassadas para as tarifas. Recomenda-se, então, que o custeio destas diferenças seja arcado por todos os consumidores através do pagamento de encargo específico. Em um cenário de separação entre lastro e energia, este encargo poderia ser tido como o pagamento pelo lastro do sistema, historicamente custeado pelo ambiente de contratação regulada. Além disso, esta iniciativa cria condições isonômicas no tratamento do risco hidrológico, atualmente incidente sobre o mercado regulado, assim como de térmicas com custo elevado para o ambiente regulado, mas importantes para a garantia do suprimento do sistema elétrico brasileiro. É notório que a cobrança deste encargo pode gerar contestações, até mesmo judiciais, por parte de consumidores que já estavam no mercado livre. Neste contexto, é fundamental enquadrar este encargo como um custo inerente à garantia de suprimento do sistema. Nestes termos, e em linhas com a pauta de separação entre lastro e energia, é preciso o entendimento de que não é possível se expandir o mercado livre com os custos históricos de expansão do sistema sendo imputado exclusivamente às tarifas dos consumidores regulados. Este raciocínio é extensivo ao parque termoeletrico contratado para garantir a confiabilidade do sistema. No âmbito da implementação deste encargo de cobertura dos custos remanescentes dos contratos legados, além do alinhamento com o cronograma da separação entre lastro e energia, é preciso que exista respeito aos contratos previamente estabelecidos no mercado livre. Observa-se assim a importância do estabelecimento de um período de transição. Basicamente, consumidores com contratos estabelecidos dentro da lógica de que não existe o pagamento separado pelo lastro de potência devem ter um tratamento diferenciado no pagamento do encargo de custeio da sobrecontratação do mercado regulado, enquanto estiverem em vigor estes contratos.</p>	

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

(Fl. 89 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
98	Furnas	Os contratos legados devem ser respeitados. Para tal: O cronograma de migração para o ACL deve ser compatível com os compromissos assumidos nos contratos legados, respeitando o seu cumprimento integral; Aprimoramento dos mecanismos de mercado que permitam a descontração dos contratos no mercado regulado (MCS D de energia nova, acordo de redução entre geradores e distribuidores: as penalidades e a inegilidade para os geradores que constam da REN 904/2020 inviabilizam tais mecanismos). O MVE não tem se mostrado mecanismo de mercado eficiente, mas pode ser aprimorado e utilizado em conjunto com os outros mecanismos de mercado supracitados; Regulamentação eficiente do mecanismo competitivo de descontração das distribuidoras estabelecido na Lei 14.120/2021; As regras de transição não devem aumentar os contratos legados; Deveria ser possível a comercialização dos contratos legados, seja bilateralmente, seja por um centralizador de contratos.	Vide seção III.3 desta NT.
99	Ibitu	Acreditamos na manutenção das características dos contratos legados, de forma a preservar o mercado de possível judicialização. Ao mesmo tempo, entendemos que devem-se manter os mecanismos de venda de energia para liquidez das sobras oriundas desses contratos, de acordo com o novo cronograma de abertura de mercado.	Vide seção III.3 desta NT.
100	IDEC	O fato de que alguns dos contratos atuais vigoram até 2054 é um fator complicador da abertura de mercado com relação à separação de fio e energia. Nesse sentido, existem duas possibilidades para os excedentes de energia que a distribuidora precisa vender: alocação no mercado cativo por meio de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia (MCS D) e Mecanismo de Venda de Excedente (MVE) ou alocação para todos os consumidores do mercado (cativo e livre) por meio de encargo de migração. No encargo de migração a energia resultante da sobrecontratação por migração seria “devolvida” para o gerador ou entregue à entidade administradora, que faria nova venda para o mercado de comercialização livre. Em caso do valor auferido ser superior ao Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), será abatido do custo do encargo de migração. Caso seja inferior, será incorporado ao encargo de migração. Esse encargo deveria fazer parte do custo de acesso à rede, sendo pago por todos os consumidores dos mercados cativo e livre. No caso de contratação de energia na modalidade de cotas da Itaipu, como a aproximação do final do atual contrato de fornecimento, toda a sua disponibilidade de geração poderia ser direcionada para o novo ambiente de contratação, para comercializadoras e distribuidoras que necessitem dessa energia. Já as cotas de Garantia Física e energia nuclear poderiam ser desmembradas continuando nas distribuidoras ou para atendimento ao mercado cativo remanescente.	Vide seção III.3 desta NT.
101	Lemon	Primeiro retirando as limitações para utilização das ferramentas já disponíveis como Leilão de Descontração e Mecanismo de Venda de Excedentes. Depois expandindo opções de venda desses empreendimentos para as novas operadoras de energia varejista de energia. Nesse cenário, é claro que é necessária revisão de cláusulas contratuais e flexibilidade do fornecedor de energia. Importante pontuar também que intermediários entre consumidor e gerador são figura chave para garantir preços competitivos para consumidores finais por ter condições de negociais em pé de igualdade. Principalmente com competição nas operadoras varejistas, assim o consumidor consegue comparar quem	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 90 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		oferece preços mais competitivos. Todos os outros custos como itaipu, angra e confiabilidade devem ser cobrados da forma de encargos proporcional ao consumo de energia.	
102	Landis+Gyr	Assim como regido pela Portaria n. 465/2019 do MME para consumidores com carga superior a 500kW, é provável que um estudo mais detalhado da ANEEL aponte para uma abertura também gradativa para os consumidores com carga inferior a 500kW. Alguns estudos realizados por consultorias de renome como Thymos e PSR apontam para oportunidades na descontração de energia provenientes dos contratos que se encerram de Itaipu Binacional e Usinas da Eletrobrás, o que pode gerar um impacto reduzido. Muitas usinas hoje no mercado cativo, com o fim dos contratos e concessões devem renovar diretamente no mercado Livre caso contrário haverá sobre oferta no cativo e escassez no livre. De qualquer forma, eventuais excedentes contratados pelas concessionárias de distribuição precisam ser tratados através de mecanismos que evitem prejuízos ou impactos maiores nas tarifas reguladas.	Vide seção III.3 desta NT.
103	Light	Todos os contratos comprados em leilões (CCEARs, Energia de Reserva), assim como outros (cotas, PROINFA), cujo vendedor é um PIE privado, devem ser transformados em “Contratos por Capacidade com Energia Vinculada” (“CCEV”). As receitas, obrigações de performance e prazos desses contratos devem ser mantidas nas condições originalmente estabelecidas. Todos esses contratos devem ter como parte compradora a CCEE ou outra instância formal específica, que irá colocar essa energia para comercialização no ACL em leilões diários/contínuos em bolsa de energia com <i>clearing</i> . Alternativamente, caso a transformação dos atuais contratos apresente entraves jurídicos, deve-se formatar um processo de cessão dos atuais contratos para a CCEE. A receita obtida pela CCEE na venda da energia será usada para pagar os vendedores dos CCEV. Se a receita for mais do que suficiente, a sobra deverá compor uma conta de reserva para uso nos momentos em que a receita for insuficiente. Se a receita não for suficiente, deverá ser cobrado um encargo de todos os consumidores, via liquidação específica na CCEE, para cobrir a diferença, após o uso da conta de reserva. Ou seja, o mecanismo seria parecido como o que funciona hoje com a Energia de Reserva, mas com a energia produzida sendo vendida em contratos. A gestão da comercialização da energia dos CCEVs poderá ser delegada a agentes gestores terceirizados, cada um sendo responsável por uma parte do bloco de CCEVs, conforme regulamentação específica. O cronograma de conversão dos atuais contratos para CCEVs pode ocorrer de duas formas: gradual, conforme calendário de liberação do mercado, ou numa data única e específica. A comercialização da energia dos CCEVs no ACL, assim como a venda de energia aos consumidores que poderão trocar de fornecedor, deve começar um ano antes do seu início de suprimento/liberação do mercado, de forma antecipada, para viabilizar as estratégias de comercialização, garantir liquidez e estimular a transição suave do processo. Caso seja gradual, a conversão deverá respeitar o PMIX corrente das distribuidoras, de modo a garantir que os consumidores não-migrantes sejam impactados por aumentos do PMIX residual. A energia de usinas amortizadas e relicitadas no sistema de cotas, incluindo Itaipu, ficaria de fora desse esquema e seria destinada para atender os consumidores que permaneceriam no ACR. Caso o montante seja insuficiente no final do processo, deverá ser reservada uma parcela dos contratos CCEVs, ao PMIX Brasil anterior, para atendimento ao ACR. Do contrário, o excedente de energia das usinas amortizadas deverá ser comercializado dentro do pool de CCEVs no ACL em	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 91 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		contratos com duração máxima de um ano (não pode ser muito longo para que seja feita a compatibilização anual entre a energia disponível e o requisito do ACR). O crescimento do ACR remanescente, após todo o processo de conversão em CCEVs e da utilização de toda a energia das usinas amortizadas, deverá ser realizado por leilões em moldes semelhantes aos atuais, exceto pela separação de lastro e energia. Caso o preço médio da energia do novo ACR fique acima do patamar atual de tarifa, a CDE deverá cobrir a diferença. O eventual excedente de receita oriundo da comercialização de energia de usinas amortizadas no ACL, após o pagamento aos geradores, poderá compor a CDE para alívio da tarifa do ACR.	
104	LUDFOR	Dar continuidade com os leilões como MVE e MCSD, porém com maior frequência. Entretanto, acreditamos que deve haver uma análise mais crítica e necessidade de estabelecer critérios mais rigorosos para tornar o agente elegível para participação desses leilões. Nesse caso a participação no MVE e MCSD deve ser através de habilitação a qual deverá estabelecer cotas máximas de aquisição para cada agente comprador. A habilitação deverá exigir informação de capital social, volume de operação nos últimos 6 meses e patrimônio líquido para comercializadores. Consumidores também poderão participar atendendo habilitação específica e no mesmo regime de cotas. Dessa forma, limitará pequenos comercializadores, por exemplo, a comprar energia acima do que pode honrar em contratos. Essa ação garante maior segurança de mercado para esse tipo de mecanismo, todavia, diminui a liquidez das negociações. Apesar disso, a segurança de mercado é prioritária o que justifica tal atitude e a necessidade de maior frequência nos leilões. Além disso, os novos leilões de compra, deverão ser realizados de forma presumida e controlada, com base no atendimento de possíveis cargas futuras da distribuidora, como forma de não exceder o real volume necessário para o período, isso porque a contratação realizada por esses agentes não pode se tornar um entrave para as ações de abertura e modernização do mercado.	Vide seção III.3 desta NT.
105	Neoenergia	Existem vários modelos possíveis. Uma alternativa é a Comercializadora Regulada derivada da desverticalização remanesça com os contratos legados e durante o período de transição deverá ocorrer a liberação progressiva dos Consumidores Regulados. Seja qual for o modelo, um conceito fundamental é o de isonomia entre os consumidores, eliminando o quanto antes as assimetrias e tratando os efeitos já provocados por essas assimetrias. Uma vez que a abertura de mercado figura como um novo modelo capaz de beneficiar direta ou indiretamente toda a cadeia do setor, é necessário propor soluções capazes de impedir que os custos históricos advindos do engessamento da contratação da Distribuidora ^{Atual} incentivem a migração para o ACL, onerando ainda mais o mercado regulado remanescente, incentivando mais migrações e criando, assim, um círculo vicioso. Portanto, poderiam ser criados mecanismos no sentido de: possibilitar melhor gestão do lastro contratual através de ferramentas flexíveis de negociação dos contratos legados; oportunizar mecanismos centralizados de descontração como, por exemplo, térmicas caras etc.; criação de um encargo onde os custos não mitigados sejam rateados com os consumidores regulados e os consumidores migrantes;	Vide seção III.3 desta NT.
106	Omega	Inicialmente, deve-se reduzir ao máximo o volume de energia a ser contratado nos leilões do mercado regulado e reduzir o prazo dos contratos, com o objetivo de diminuir a criação de novos contratos legados. As distribuidoras possuem mecanismos para venda dos excedentes no mercado, que podem ser aprimorados para incentivar venda eficiente (ex: maior frequência e quantidade de produtos do MVE). Para o custo remanescente após a venda dos excedentes recomenda-	Vide seção III.3 desta NT.

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

(Fl. 92 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 3)	Comentários
		se a criação, conforme previsto no PL 414/21 em tramitação na Câmara dos Deputados, de um encargo para compartilhamento de custos (Pmix > PLD) e benefícios (Pmix < PLD) da sobrecontratação.	
107	PETROBRAS	Para que a abertura do mercado livre ocorra de forma segura e com mitigação de riscos, é importante respeitar os contratos vigentes das distribuidoras, os chamados contratos legados. Entende-se que tais contratos devem ser blindados dos efeitos de potencial migração massiva de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre - ACL e, para tanto, as condições expostas nos itens abaixo precisam ser atendidas. <u>Preservar preço, prazo e volume dos contratos legados</u> : Na visão da Petrobras, uma das principais premissas a serem consideradas pela ANEEL e pela CCEE nos estudos para abertura do mercado é a preservação de preço, prazo e volume dos contratos legados, de forma a manter inalterada a receita desses contratos. O objetivo é impossibilitar que as novas regras afetem a sustentabilidade do empreendimento de geração que comercializou energia nos Leilões no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, mantendo assim a estabilidade jurídico-regulatória do negócio. <u>Impedir a redução do montante contratado</u> : Outro ponto importante é impedir que, nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs por disponibilidade para fonte termelétrica, o montante contratado seja reduzido, a critério exclusivo do comprador, em razão de migração de consumidores para o ACL. Essa medida é fundamental pois a redução contratual pode trazer riscos incomensuráveis aos vencedores dos certames. Tais riscos afetam tanto os novos empreendimentos, que realizam investimentos para a construção dos ativos, quanto os empreendimentos existentes, que investem em retrofit, modernização do parque e infraestrutura de gás natural para que os ativos sejam capazes de assumir uma nova jornada de operação. Cabe lembrar que, além do compromisso com contratos por disponibilidade de energia, os geradores termelétricos a gás natural ainda precisam honrar os contratos de longo prazo de fornecimento de gás e com a respectiva cadeia logística. Se a redução dos CCEARs a critério das distribuidoras for permitida, o equilíbrio econômico-financeiro do negócio de geração ficará ameaçado dado que, na maior parte do tempo, empreendimentos termelétricos não se sustentam comercializando no ACL. Nesse sentido, é importante dar especial atenção aos CCEARs resultantes dos Leilões de Energia Existente A-4 e A-5/2021, realizados em 25/06/2021, com início de suprimento em 2025 e 2026, respectivamente, e prazo de fornecimento de 15 anos. Quanto aos contratos futuros no ACR, entende-se que os CCEARs oriundos dos próximos leilões no ACR também devem ter as prerrogativas dos contratos legados acima destacadas, como por exemplo, manutenção de preço, prazo e volume originalmente contratados, impossibilidade de redução contratual e garantia de recebimento da receita contratada. Isso porque qualquer alteração nestes itens afeta a questão da sustentabilidade financeira do projeto termelétrico, algo que foi considerado no plano de negócios e na obtenção do financiamento por parte do agente.	Vide seção III.3 desta NT.
108	STATKRAFT	Entende-se que a abertura do mercado deverá causar um desbalanço energético decorrente da energia já contratada pelas distribuidoras e que não serão consumidas no ACR. Para isto pode-se utilizar de mecanismos de descontração de energia já existentes como o MVE (Mecanismo de Venda de Excedentes), por exemplo.	Vide seção III.3 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictnet2.aneel.gov.br/sictnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 93 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
109	ABEEÓLICA, ABRAGE e Engie	Em um primeiro momento, sugerimos que o comercializador regulado seja oriundo da distribuidora local e assuma também a função de SUI, ao menos em um período transitório, sendo adequadamente remunerado para tanto. Não vemos óbices para que essa função seja posteriormente assumida por um outro agente de mercado. Entretanto consideramos muito importante que a efetiva cisão das atividades de serviço de distribuição (fio) e a atividade de comercializador regulado não seja condição necessária para que se dê continuidade ao processo de abertura de mercado.	Vide seção III.4 desta NT.
110	ABRACE	Primeiro deve-se separar as atividades de comercialização regulada, supridor de última instância, que pode ser um anexo desse comercializador regulado, e prestação do serviço público da distribuidora de energia elétrica. Com isso qualquer consumidor continuará sendo atendido pelo serviço regulado de transporte pela distribuidora, o fio, mas poderá escolher livremente seu provedor de energia elétrica, ou até mesmo continuar com o comercializador regulado. E caso ocorra algum problema, a figura do supridor de última instância será regulada.	Vide seção III.4 desta NT.
111	ABRACEEL	Inicialmente, nota-se que falta definição da figura do comercializador regulado de energia, mencionado na Portaria MME 465/2019. Para fins desta discussão, considera-se que se trata da comercializadora de energia advinda da separação das atividades fio e energia da distribuidora e que compraria a energia para atender seu mercado por meio de leilões regulados e a venderia com tarifas reguladas, o que é o papel exercido atualmente pelas concessionárias de distribuição. O passo seguinte seria desregular paulatinamente esse comercializador, facultando-lhe progressivamente a compra e venda conforme mecanismos de mercado. Assim, o comercializador regulado poderia funcionar como uma etapa de transição até ser integrado ao mercado. A separação entre fio e energia na distribuição é, portanto, um importante tópico a ser discutido, objetivando repartir as atividades de monopólio natural daquelas afetas à competição. Assim, é reduzida a responsabilidade da distribuidora onde ela não tem gestão direta. Embora não seja pré-requisito para a abertura de mercado, na visão da Abraceel isso seria um avanço. Associada a esse tema, há outra questão, todavia, que precisa ser visitada, crie-se ou não a figura de comercializador regulado, que diz respeito às atividades inerentes a um SUI, em especial o atendimento a consumidores vulneráveis e/ou atendidos por políticas públicas ou o abrigo de consumidores inadimplentes que não puderem ser desligados da rede ou oriundos de varejistas desligados. O Estudo Abraceel/Thymos sugere que, inicialmente, a distribuidora seja automaticamente considerada como SUI, e posteriormente, poderiam ser implantados processos de concorrência por carteiras, pois a contestabilidade da atividade de SUI e a abertura para competição são saudáveis para o mercado. Pode ser avaliada a atribuição de SUI ao comercializador regulado, mas não é indispensável para a abertura de mercado, pois a distribuidora atual já exerce tal função. Logo, o fornecedor para cada tipo de consumidor irá depender do desenho de mercado escolhido. O Estudo Abraceel/Thymos analisa as propostas para a política de transferência de consumidores, considerando que no período de transição o comercializador regulado advindo da distribuidora local poderia ser o SUI. A sugestão é que seja adotada um SUI de forma segmentada, ou seja, um SUI como fornecedor temporário apenas para abrigar consumidores inadimplentes que não puderem ser desligados, como	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 94 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		os amparados por decisões judiciais ou oriundos de varejistas desligados, e uma categoria adicional de SUI para consumidores vulneráveis.	
112	ABRADEE, Enel e Energisa	Teoricamente, a atividade de comercialização regulada de energia pode ser exercida pela própria distribuidora por se tratar de uma atividade prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, estas devem ter a prerrogativa da sua execução. Caso a distribuidora abra mão desta prerrogativa, essa função pode ser exercida por uma empresa distinta, mediante a processo concorrencial com requisitos claros e isonômicos para participação. A escolha da melhor alternativa depende dos objetivos estabelecidos, do contexto, e sobretudo dos custos e benefícios associados (Análise de Impacto Regulatório). Para garantir a transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização de energia é necessário que a desverticalização completa das atividades “fio” e “energia” (separação D&C) tenha ocorrido. Esta desverticalização, ajuda a proteger o interesse dos agentes e consumidores o atendimento ao mercado do comercializador regulado. Há diversos arranjos possíveis para viabilizar esta separação de fio e energia, em diferentes graus: Contábil, Funcional, Jurídica/legal e De propriedade. Para que a abertura do Grupo B transcorra bem, essa clareza de custos deve ter ocorrido, mesmo que, no momento inicial, seja apenas a separação contábil. Porém, de forma garantir almejada transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização, deve-se estabelecer um cronograma para que a separação jurídica seja alcançada. Em qualquer cenário, é fundamental que as atividades comerciais correlatas a operação da rede permaneçam com a distribuidora, a fim de maximizar ganhos de escala e escopo dentro da concessão regulada, em benefício da sociedade. A distribuidora deve permanecer responsável pelas atividades de combate às perdas, medição, inspeção, cortes e faturamento em harmonia com as demais atividades de operação e intervenção das redes. A separação das atividades comerciais associadas ao processo de medição/combate a perdas não seria desejável, haja vista a sua estreita relação com as demais atividades vinculadas à operação da rede. Seja qualquer for o modelo, a abertura para o mercado de varejo implica a necessidade de uma série de aperfeiçoamentos regulatórios para tratar a gestão das atividades de fio e de energia de forma separada e sem subsídios. Distorções existentes no modelo atual, que devem ser corrigidas independente do aprofundamento do processo de abertura, irão se ampliar sobremaneira com esse processo, exigindo que sejam endereçadas antes de seu início. A função de comercialização regulada está inserida no escopo atual das atividades das distribuidoras, que são obrigadas a atender aos consumidores da sua área de concessão em atendimento ao princípio da universalização do acesso. A experiência das distribuidoras tem demonstrado que o arcabouço regulatório atual para o exercício dessa atividade não é o mais adequado. Não obstante, há também alocações de custos da comercialização regulada atuando na direção oposta, por exemplo, (i) custos de pessoal, material, serviços e outros, além de sistemas de informação, destinados a prover a estrutura de gestão da comercialização regulada, que são repassados ao nível eficiente para todos os consumidores, inclusive os livres; e (ii) custos e benefícios da regularização no combate às perdas de energia, que não possuem repasse uniforme entre consumidores livres e regulados. O aprofundamento do processo de separação de fio e de energia pode abrir espaço para maior inovação na gestão do portfólio de energia, além de, necessariamente, mitigar	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 95 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		os subsídios entre os ambientes livre e regulado. Empresas de um mesmo grupo econômico, por exemplo, podem ganhar escala e flexibilidade na gestão de portfólio além daquelas conferidas pelo modelo atual, o que atuaria em benefício de todos os consumidores, que podem experimentar uma queda direta do custo de energia e, conseqüentemente, de perdas técnicas e não técnicas.	
113	ABSOLAR	Por se tratar de um processo já englobado pelos atuais contratos de concessão, as distribuidoras possuem a preferência para prestação desde serviço. Deve-se destacar que a separação de fio e energia não seja condição precedente para a abertura de mercado. Seria necessário definir, primeiramente, qual a diferença entre o comercializador regulado e a distribuidora de energia. A figura de um comercializador regulado só faz sentido em um modelo onde a migração para o mercado livre seja obrigatória para todos os consumidores, assim, a distribuidora seria responsável única e exclusivamente pelo serviço de fio. Ainda, é importante salientar que ter a possibilidade de existir consumidores cativos ligados à distribuidora faz com que a existência de uma comercializadora regulada não faça sentido.	Vide seção III.4 desta NT.
114	AcendeBrasil	A figura do comercializador regulado surge da necessidade de promover a separação completa das atividades de distribuição e comercialização. Hoje estas atividades estão mescladas e, por mais que se busque uma separação contábil das atividades, é difícil: segregar os riscos associados a cada uma delas; e definir a remuneração apropriada para cada uma das atividades. Por isto, vê-se a necessidade de promover alteração dos contratos de concessão para permitir a completa segregação das duas atividades, como já se fez no passado quando foi feita a desverticalização (<i>unbundling</i>) das atividades de geração, transmissão e distribuição. Este novo agente herdaria os consumidores da distribuidora e seus contratos legados estariam sujeitos a uma regulação por comparação (<i>benchmark regulation</i>). Essa seria uma forma para se promover ajustes graduais para facilitar a realização das transformações que precisam ser implementadas.	Vide seção III.4 desta NT.
115	AES	O Comercializador Regulado poderia ser o braço de comercialização de energia da distribuidora (ou do grupo econômico que controla a distribuidora), como opção para aqueles consumidores que não desejam migrar para o mercado livre, ou tenham alguma restrição para migrar. De qualquer forma, o Comercializador Regulado pode ser também qualquer empresa que se sujeitar às regras e desenhos estipulados. Além de supridor de energia aos consumidores que optarem por se manter no ACR, o Comercializador Regulado poderia ser também o fornecedor/supridor de última instância para os clientes que forem desconectados de suas comercializadoras. De forma que, em uma transição de mercado, essa função seria exclusiva do Comercializador Regulado ou Distribuidora e com a evolução da regulação poderia haver um processo competitivo por carteiras de suprimento e desenhos mais aprimorados para o supridor de última instância.	Vide seção III.4 desta NT.
116	ANACE	De acordo com a atual metodologia de fixação das tarifas, os custos de energia estão apartados dos custos da distribuição física e da rede básica, tornando a compra e venda de energia elétrica no âmbito das distribuidoras um “negócio” separado da administração das redes. Desse modo, se vir a ser determinada a segmentação da comercialização e do uso do sistema no âmbito da distribuição, o novo comercializador regulado assumiria a Parcela A das tarifas e as responsabilidades e direitos estabelecidos para a comercialização de energia nos termos das leis vigentes. Num primeiro momento, o comercializador regulado deverá ser o agente responsável pelo atendimento dos consumidores regulados. Todavia, o	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 96 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		consumidor regulado, entendido este como o agente de comercialização do mercado da distribuidora, não deve ser confundido com o supridor de última instância, figura, também nova, que por sua conta e risco, assumirá o suprimento e a comercialização junto ao mercado livre para garantir-lhe a liquidez.	
117	APINE	A separação entre serviços (fio-energia) já foi apontada como o caminho para a modernização do setor elétrico, contudo não é condição precedente para o processo de abertura de mercado da alta tensão. Nesse sentido, a distribuidora pode ser dividida em duas áreas de negócio: fio – monopólio natural, com tarifa regulada, e a comercialização de energia. Dessa forma, a comercialização regulada de energia poderá ser uma atividade, devidamente remunerada, prestada pela própria Distribuidora concomitante com a função de Supridor de Última Instância (SUI), ao menos em um período transitório.	Vide seção III.4 desta NT.
118	Casa dos Ventos	O comercializador regulado seria responsável por uma determinada área de concessão, recebendo tarifas reguladas pela venda de energia para os consumidores regulados que estivessem dentro da respectiva área de atuação. Ele cumpriria o papel de Supridor de Última Instância das unidades residenciais. Com a criação da figura do “comercializador regulado”, inicialmente este papel seria exercido pelo grupo da distribuidora, contudo através de outra pessoa jurídica. Com o fim dos contratos de concessão atuais, seria feita a concessão do comercializador regulado e do distribuidor, permitindo que ambos pertençam a um mesmo grupo econômico.	Vide seção III.4 desta NT.
119	CCEnel-RJ e CONACEN	O comercializador regulado deverá atuar como alternativa aos pequenos consumidores cujo consumo não desperte o interesse na venda de energia aos agentes usuais do mercado. Deverá operar como um agregador de carga, representando os consumidores, em todas as obrigações perante a CCEE. Entendemos que, à atuação do comercializador regulado seja estabelecido limite de demanda por consumidor representado - 75 kW, por exemplo, mas ao consumidor, independentemente da carga (consumo), seja dada a oportunidade de aquisição de energia a qualquer agente do mercado. A dinâmica do mercado selecionará aqueles consumidores que preferirem se situar debaixo de um comercializador regulado, com as facilidades e maiores custos que essa condição possa trazer, ou adquirir energia de um agente usual, desde que este tenha interesse e ofereça melhores condições de contratação. O comercializador regulado deverá fornecer à ANEEL, periodicamente, ou quando for solicitado, todas as informações pertinentes aos contratos celebrados com os consumidores individuais, que, em conjunto, representar junto à CCEE. O contrato do comercializador regulado deverá seguir um padrão definido pela ANEEL em regulamento, sendo fiscalizado periodicamente pela agência reguladora.	Vide seção III.4 desta NT.
120	CEMIG	O comercializador regulado deve prover os serviços de contratação de energia ao mercado regulado e ser o Supridor de Última Instância - SUI para aqueles consumidores sem contrato ou em situações especiais. As tarifas dos clientes atendidos na modalidade do SUI serão diferentes das tarifas dos demais clientes.	Vide seção III.4 desta NT.
121	Comerc	O comercializador regulado de energia elétrica pode ser função das distribuidoras de energia elétrica ou de agentes habilitados para esse fim e que fornecerão energia por meio de tarifas reguladas pela Aneel e deve atender aos consumidores que mesmo possuindo a opção de serem atendidos no ambiente de comercialização livre, optam por manterem seu fornecimento atrelado à distribuidora local. Também poderiam exercer a função do supridor de última instância.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 97 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
122	CONCEL e ConEDP-ES	O mais simples possível, para realmente dar acesso a grande massa de consumidores residenciais e pequenos negócios.	Vide seção III.4 desta NT.
123	CONCEL-MT	Primeiramente deve ocorrer a separação das atividades “fio” da atividade de comercialização (energia) que é um dos princípios da modernização do setor elétrico. Atenderia ainda os consumidores que não migrassem para o mercado livre desde que com preços compatíveis com o mercado.	Vide seção III.4 desta NT.
124	ConEDP-SP	Manter o modelo existente aplicado pela CCEE, contudo, deve haver uma maior flexibilidade para os consumidores residenciais, inclusive com a possibilidade do pré pago.	Vide seções III.1 e III.4 desta NT.
125	COPEL	A abertura do mercado de energia é apenas a duas frentes de atuação no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, sendo que a efetividade dessa ação depende de outros desdobramentos (por exemplo, a separação do lastro e energia). Sob esse aspecto, considerando a figura da unidade centralizadora para tratar dos contratos legados, atribui-se à esta figura o papel de ser a unidade centralizadora responsável pela comercialização regulada da energia.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
126	CPFL	Com a premissa de que a separação das atividades de distribuição e comercialização é essencial para garantir uma abertura do mercado organizada e a adequada alocação de custos aos usuários de energia e agentes setoriais, a criação da figura do comercializador regulado de energia é inevitável. Por um lado, a experiência internacional demonstra que certa parte dos consumidores permanece no mercado regulado por diversos motivos: pelos baixos incentivos proporcionados pela migração; para garantir a manutenção de certos benefícios; por falta de informação, iniciativa ou mesmo pelas condições socioeconômicas em que estão inseridos. Por outro lado, é necessário garantir o suprimento aos consumidores pela manutenção de certos agentes comercializadores que estejam aptos a recebê-los em casos de exceção. Portanto, propõe-se a criação do CRE em concomitante com a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia, e conseqüente, a alocação dos contratos de energia atualmente geridos pelas Distribuidoras ao futuro CRE. Esse agente operará como agente comercializador varejista responsável pela venda de energia mediante concessão regulada, e será remunerado exclusivamente via tarifa, e com autonomia para negociar livremente suas sobras de energia com geradores e outros comercializadores no mercado livre, sem atender consumidores finais livres.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
127	Dinamo	É importante diferenciar as funções de mercado necessárias ao desenho desejado, para então atribuir os respectivos requisitos e obrigações – ao contrário do que ocorre hoje, onde todas as funções são genericamente atribuídas ao “comercializador”. Um comercializador que atue simplesmente comprando e revendendo energia sempre lastreado (um corretor que une geradores e consumidores), p.ex., representa um risco muito menor do que comercializador que faça trade direcional (um especulador que confere liquidez ao mercado apostando contra o preço). Assim como ambas as figuras anteriores não se confundem com um gestor de ativos, que simplesmente auxilia consumidores e geradores a cumprir suas obrigações, mas que podem causar grandes prejuízos caso não exista algum tipo de referência de qualidade. Há a figura ainda inexistente no Brasil do supridor de última instância, que deve vender energia para determinados consumidores (p.ex. consumidores regulados pós <i>unbundling</i> da distribuição). O agregador de carga funciona ainda sob	Vide seções III.4 e III.8 desta NT. A regulação e fiscalização dos gestores e profissionais responsáveis pela representação dos consumidores junto à CCEE, assessoria em assuntos relacionados ao mercado de energia ou qualquer outra atividade relacionada, não faz parte das atribuições da ANEEL. Com relação a atividade de recarga de veículos elétricos, a REN 819, de 19/6/2018, estabelece

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

(Fl. 98 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		<p>outro modelo de negócio, que permite a operação de usinas virtuais e resposta da demanda. Como estamos mal-acostumados a amálgamas, acabamos criando o ‘comercializador varejista’, discriminando consumidores exclusivamente com base na sua demanda contratada (vide previsão de representação obrigatória para consumidores menores que 500kW, atualmente prevista nos projetos de lei sobre o tema), o que afeta a concorrência e desfavorece a atomização dos mercados (não apenas o de energia elétrica). Mas é essencial diferenciar tais funções e distribuí-las adequadamente, seja entre comercializadores, geradores ou distribuidores. Nesse sentido, a função de supridor de última instância, para atender os consumidores que optem por não migrar para o mercado livre ou que não encontrem um vendedor, poderia ser conferida às próprias Distribuidoras, aplicando-se tarifas diferenciadas para estimular a migração dos consumidores aptos a tanto; dar sinal econômico para maus pagadores; e proteger os vulneráveis. Já a representação do consumidor na CCEE poderia ser feita pelo próprio consumidor, por comercializadoras ou por gestoras, mas sem a obrigatoriedade de contratação sob um agregador de carga (conforme modelo atual do comercializador varejista), reduzindo a barreira para migração. Já a segurança ao consumidor poderia ser garantida por meio da regulação dos gestores, sendo a qualificação técnica mais importante para esta função do que o porte financeiro. A esse respeito, inclusive destacamos inúmeros transtornos causados especialmente aos consumidores, mas também a alguns geradores, por assessorias e gestores com tão baixa qualidade que chegam a causar prejuízos aos representados, que ficam com pouquíssimas alternativas para reparação, uma vez que tais atividades não são reguladas e o Poder Judiciário não tem a dimensão das questões regulatórias. Finalmente, reiterando a importância de se distinguir cada função de mercado e seu respectivo ator/requisito, cabe avaliar, nesta oportunidade, a pertinência de se incluir o carregador de veículos elétricos e o armazenador (grupos de baterias e afins), caso se justifique tal distinção.</p>	<p>os procedimentos e as condições para a realização desta atividade. Já as questões relacionadas à sistemas de armazenamento, destaca-se que a Tomada de Subsídios 11/2020 (objetivo obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro), iniciou as discussões sobre o assunto.</p>
128	Energisa	<p>A implementação da figura do Comercializador Regulado (CRE) pode se dar em duas fases, sendo uma de “transição” e outra “final”, acompanhando o amadurecimento do mercado. Na fase de “transição”, o CRE inicia-se como atividade exercida pela própria distribuidora, conforme sua área de concessão atual, com separação contábil e regulatória das atividades, já com a previsão de posterior separação legal, que deveria ser opcional, com incentivo alinhado para que seja crível o exercício da opção. O incentivo para a separação legal, com diferentes CNPJs, dar-se-ia ao permitir único CRE atuando em diferentes áreas de concessão do mesmo Grupo Econômico. Ademais, já se deveria prever a possibilidade do CRE atuar em diferentes áreas de concessão, para os casos em que alguma distribuidora não queira assumir esta atividade. Pode ocorrer que para algumas distribuidoras a prestação do serviço de CRE não seja adequado ao perfil de risco a ser assumido. Com isso, abrir-se-ia a possibilidade de negociações entre partes ou mesmo um processo competitivo para que outras CRE pudessem atuar em áreas de concessão de outros grupos econômicos. De todo modo, mesmo numa fase inicial, é fundamental o estabelecimento de regras mais flexíveis ao CRE para o exercício de uma gestão mais ativa de portfólio dos contratos. Estudos realizados pela CEEE já apontam que uma gestão mais flexível traria ganhos ao consumidor na medida que potencializa a redução do pmix de energia da distribuidora. O que não pode ocorrer é um desenho de mercado ao CRE que replique o modelo atualmente exercido pelas distribuidoras que assumem riscos sem bônus em contrapartida.</p>	<p>Vide seção III.4 desta NT.</p>

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

(Fl. 99 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		Isso implica que o CRE não poderia, ao menos numa fase inicial, ser competitivo com outros agentes comercializadores mesmo que varejistas. O que leva a um desenho em fases e que se bem-sucedida a transição, no futuro, pode haver apenas a figura do varejista e do Supridor de última instância. Mas numa fase inicial, e dada a realidade brasileira, é fundamental um desenho de CRE que seja sustentável para o exercício do papel de atendimento do mercado consumidor regulado.	
129	Equatorial	Com a separação das atividades de distribuição e comercialização regulada de energia, a distribuidora deve ser responsável pela gestão das redes de distribuição de energia elétrica, pela comunicação e gestão de medidores e componentes de redes inteligentes, pelo compartilhamento de infraestrutura, pela gestão de perdas elétricas (técnica e comercial), pela mediação, pela ligação, corte e religação de usuários, pela facilitação e intermediação de negócios com RED e pela prestação de serviços de leitura, faturamento, cobrança e atendimento comercial. O CRE, por sua vez, seria um comercializador varejista que exerceria, de forma regulada, em região geoeletrica, os serviços de aquisição de energia elétrica para a cobertura de perdas elétricas das distribuidoras e para a cobertura da carga dos consumidores que atendidos em regime regulado (tarifa). Também deve ser facultada ao CRE a comercialização de energia bilateralmente com geradores e comercializadores no ACL. O CRE, todavia, não deve fornecer energia para consumidores livre em regime de preço. Consumidores livres seriam atendidos apenas temporariamente, em regime de tarifa de suprimento de última instância, no caso de desligamento de seu supridor da CCEE.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
130	Ibitu	A figura do comercializador regulado de energia somente se faria necessário se estivesse a parte da distribuidora.	Vide seção III.4 desta NT.
131	Lemon	O principal ponto de atenção é com relação à defesa da concorrência. As distribuidoras têm uma posição de privilégio muito relevante por ter todos os dados e igualmente o poder de polícia dentro de suas áreas de concessão, como por exemplo adequação dos critérios técnicos dos acessantes. Portanto, é fundamental que não haja cláusulas de fidelidade, ou equivalentes, entre comercializador regulado do mesmo grupo econômico e consumidores, que estão na sua área de concessão. Sendo a distribuidora também o próprio comercializador regulado, ela passa a ter supremacia sobre os demais agentes do mercado, dificultando a concorrência ou tornando-a assimétrica em razão do possível uso privado do poder público. Dessa forma é importante que a fiscalização do enquadramento ou manutenção do enquadramento nas regras do PRODIST realizadas pela própria concessionária não possa ser revertido em benefício das suas comercializadoras reguladas.	Condutas anti competitivas, discriminação de acesso, exigências diferentes daquelas previstas em regulamento ou quaisquer outras condutas não isonômicas devem ser comunicadas ao órgão regulador, para que tome as providências cabíveis.
132	Neoenergia	Uma alternativa é que em cada área de concessão figure em decorrência da desverticalização um Comercializador Regulado, responsável por fornecer energia para os Consumidores Regulados. Durante a transição essa Comercializadora Regulada atuaria de acordo com regulamentação e tarifas definidas pelo regulador. Após o período de transição o ACR _{transição} deixa de existir e a Comercializadora Regulada passa a ser uma Comercializadora Varejista, atuando com produtos e preços livres no ACL. Como complemento do modelo ora proposto ou mesmo qualquer outro é necessário criar ainda a figura do Comercializador de Última Instância, que receberia os consumidores que não conseguiram firmar contrato com as Comercializadoras Varejistas, seja por questões de recusa contratual, por inadimplência ou fraudes. O Comercializador de Última Instância poderia idealmente ter uma atuação nacional por meio de um ente público ou a	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 100 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4)	Comentários
		função poderia ser exercida alternativamente em cada área de concessão como segunda derivação a partir das Comercializadoras Reguladas. Por fim, parece-nos adequada a formulação de um conjunto mínimo comum de direitos do consumidor de energia, tanto no ACL como no ACR, seria um elemento de pacificação social, evitando-se a proliferação de litígios sob o fundamento de violação ao princípio da isonomia.	
133	PETROBRAS	Atualmente, nos Leilões de Energia Nova e de Energia Existente do ACR, as compradoras são sempre distribuidoras, que possuem tarifa regulada com garantia de repasse integral dos custos com a compra de energia elétrica, o que mitiga os riscos para os vendedores. Com a criação do comercializador regulado, e a depender do modelo considerado para a abertura do mercado, é possível que os atuais contratos legados sejam transferidos para essa empresa ou instituição, o que pode aumentar o risco de inadimplência. Dessa forma, considera-se relevante que, no âmbito da abertura do mercado livre, os aditivos aos CCEARs existentes apresentem com clareza as garantias de pagamento por parte do comercializador regulado, resguardando ao máximo o vendedor de eventuais inadimplências.	Vide seção III.4 desta NT.

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que: (i) optarem por não migrar para o mercado livre; (ii) optarem por voltar para o ACR; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
134	ABEEÓLICA, ABRAGE e Engie	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: Comercializador regulado; (ii) optarem por voltar para o ACR: Comercializador regulado, com prazo compatível com a regulamentação para aquisição de energia pelo mesmo; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: Casos de inadimplência sem judicialização devem ter o fornecimento interrompido com máxima brevidade, em atendimento à recente legislação sobre o tema. Nos casos de inadimplência com proteção judicial que impeça o desligamento do agente, o consumidor inadimplente deve continuar sendo suprido pelo atual fornecedor de energia e o serviço do fio pela distribuidora local, sendo que no 6º mês de inadimplência junto ao comercializador varejista, o consumidor inadimplente deve passar a ser compulsoriamente representado pelo SUI. Com isso busca-se alocar um ônus financeiro real para que o fornecedor de energia envide máximos esforços para reverter o inadimplemento e manter uma carteira saudável de clientes; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: Esses consumidores podem escolher outro supridor, respeitando a ideia da livre escolha. Para que o consumidor não fique sem fornecimento, nesses casos, ele deverá ser automaticamente representado pelo supridor de última instância. A Engie sugere que, posteriormente, esses consumidores migrem para o comercializador regulado num prazo de 3 meses de carência após declaração de consumidores conectados em tensão menor ou igual a 2.3kV e 6 meses de carência para consumidores conectados em tensão superior a 2.3kV. Esses prazos	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 101 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		podem ser reduzidos livremente caso o comercializador regulado esteja de acordo; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Comercializador regulado.	
135	ABGD	(i) A própria distribuidora, ou o consumidor optar por gerar sua própria energia. (ii) A própria distribuidora, ou o consumidor optar por gerar sua própria energia. (iii) Retornar ao ACR e ser suprido pela própria distribuidora, ou o consumidor optar por gerar sua própria energia. (iv) deverão haver regras que comuniquem ao consumidor com antecedência, permitindo a troca imediata de supridor, ou optar por retornar ao ACR e ser suprido pela própria distribuidora, ou o consumidor optar por gerar sua própria energia. (v) Esse ponto deve ser estudado em separado caso a caso, principalmente no que tange à geração distribuída. Pode também ser buscada uma forma de redução/eliminação dos subsídios com uso de geração distribuída, conforme opção do consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
136	ABRACE	Esses consumidores devem ser supridos pela figura do comercializador regulado e, caso seja necessário, pela figura do supridor de última instância.	Vide seção III.4 desta NT.
137	ABRACEEL	Com respeito aos itens (i) e (ii) é importante fazer uma consideração inicial que deve dominar o entendimento, ao ver da Abraceel. A migração entre ambientes é um conceito que cabe apenas no período de transição, pois uma vez permitida a opção de escolha a todos os consumidores em um contexto de abertura total, conceitualmente não mais existirão dois ambientes de contratação. Existirão consumidores que optam por não alterar o seu fornecedor de energia e que pode continuar a lhes suprir mediante tarifas reguladas, se esse for o desenho do comercializador regulado, ou por preços livremente negociados. Nesse sentido, não há “volta ao ACR”, o que pode haver é apenas o retorno do consumidor ao seu fornecedor anterior. Se todos são livres para escolher, a mudança de fornecedor de energia deve ser um processo normal e corriqueiro. Sobre o item (iii), a respeito do consumidor que for desligado de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor, o entendimento é que esse deve ter seu fornecimento cortado. É preciso endereçar mecanismos eficientes para desligamento dos consumidores inadimplentes, pois não é razoável que haja refúgio para maus pagadores. Se existir a figura do SUI, talvez esse possa abrigar temporariamente aqueles inadimplentes que não puderem ser cortados da rede por estarem amparados por decisão judicial. Caso o SUI seja o fornecedor provisório e abrigue os consumidores inadimplentes, ele teria autorização para suspender o fornecimento do consumidor caso a inadimplência persista. A remuneração do SUI para exercer tal atividade deve ser compatível com os custos associados. No item (iv), os consumidores que forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE, poderão optar por outro supridor ou ser temporariamente atendidos pelo SUI. Aos consumidores mencionados no item (v), que usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas, enxerga-se o SUI como o agente capaz de abrigar os vulneráveis, devendo ser previsto o recebimento de encargos setoriais para exercer essa política pública. Cabe apontar que, caso um único agente concentre todas as ações voltadas ao consumidor não integrado ao mercado, o risco dessa atividade é maior e, conseqüentemente, pode ser necessária maior rentabilidade para exercer essa função.	Vide seção III.4 desta NT.
138	ABSOLAR	Para os itens (i), (ii) e (v), pode-se considerar que essa função deve ser assumida pelo comercializador regulado ou Supridor de Última Instância (SUI). Especificamente para a situação (v), antes da abertura do mercado, deve ser feita uma ampla	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 102 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		<p>revisão dos subsídios de políticas públicas e esses consumidores obrigados a permanecer ou como consumidores cativos (se isso for permitido pela legislação a ser definida) ou atendidos pelo SUI. No item (iii), é importante que a ANEEL defina regras claras sobre corte de fornecimento, por exemplo, o que aconteceria se um consumidor continuasse pagando o serviço de fio, mas não o fornecedor de energia? O Fornecedor de energia poderia solicitar à distribuidora que o corte fosse feito? Já existe essa regra no Comercializador Varejista, mas a falta de celeridade desse processo de desligamento ainda é um impeditivo para o crescimento dos comercializadores varejistas. Lembrando que o fornecimento deve ser cortado em casos de inadimplência, à luz das melhorias estabelecidas no artigo 4-A da Lei nº 14.120/2021, que viabiliza a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que permite que o consumidor inadimplente seja desligado. Sem que a regulamentação seja clara, e num ambiente excessivamente protetivo à figura do consumidor hipossuficiente, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo gerador ou comercializador varejista poderia inviabilizar o desenvolvimento desta figura. Nos casos especiais em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais (hospitais, iluminação pública), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o SUI, que para tanto receberá uma tarifa regulada com um encargo associado. Sobre o item (iv), esses consumidores têm a livre escolha de optar por outro supridor. Caso não o façam, podem ser atendidos, temporariamente pelo SUI.</p>	
139	AcendeBrasil	<p>Uma das questões centrais que precisam ser definidas é o futuro do Ambiente de Contratação Regulada. Há duas possibilidades: (i) Possibilidade 1: implementar a comercialização regulada de forma permanente; (ii) Possibilidade 2: implementar a comercialização regulada de forma transitória e extingui-la. A implementação de qualquer uma das opções acima requer o tratamento dos seguintes aspectos: Supridor de última instância; e Subsídios cruzados. Além dos aspectos acima, a Possibilidade 2 também precisa tratar da estratégia de saída para a comercialização regulada. <u>Supridor de última instância</u>: Nas duas alternativas apresentadas acima, faz-se necessária a definição do supridor de última instância e seu papel. Em um primeiro momento, a comercializadora regulada serviria como o supridor de última instância nas respectivas áreas de concessão. Esses agentes ficariam com os clientes: que optem por não migrar; que optem a retornar ao ambiente regulado na sua área de concessão; que tiveram seu supridor desligado da CCEE por inadimplência; que forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência; e que, eventualmente, forem rejeitados por todos os comercializadores. Caso o comercializador regulado seja uma solução transitória, seria necessário prever como lidar com o suprimento de última instância, para o qual há duas possibilidades: estabelecer um agente único regulado para exercer tal atividade; ou estabelecer um regulamento que imponha às comercializadoras a obrigação de exercer este papel. Neste caso, o regulamento preveria a alocação de consumidores sem supridores de forma proporcional entre os comercializadores que atuam naquela área. A aceitação do regulamento seria obrigatória para que os agentes possam atuar como comercializadores. <u>Subsídios cruzados</u>: Com relação aos subsídios cruzados, destaca-se que a maior parte dos subsídios cruzados estão sendo reduzidos e devem ser extintos nos próximos anos. Essa é uma tendência que deveria ser continuada, pois o objetivo da maioria dos subsídios cruzados impostos na tarifa de energia é de natureza alheia ao fornecimento de</p>	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 103 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		<p>energia elétrica e, portanto, seriam melhor tratados como políticas públicas custeadas por meio de transferências previstas no Orçamento da União. Atualmente há alguns programas de subsídios cruzados para o qual não há previsão de redução ou extinção, como os descontos para consumidores de baixa renda, rurais e irrigantes. Há dois encaminhamentos possíveis para esses subsídios cruzados: (i) alterar as políticas públicas para que tais subsídios sejam incorporados na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (em vez da Tarifa de Energia), situação em que seria permitida a manutenção dos subsídios cruzados independentemente de a decisão do consumidor optar ou não pela migração ao mercado livre; ou (ii) permanecer com os mecanismos de subsídios cruzados na Tarifa de Energia, que seriam ofertados apenas pelos comercializadores regulados. A segunda opção proporciona mais liberdade ao consumidor, pois parte da motivação da migração é a fuga dos encargos impostos pelo conjunto de políticas públicas à comercialização regulada. Deve-se buscar respeitar a autonomia do consumidor e minimizar interferências do poder público no ambiente de contratação regulada. <u>Estratégia de saída para a comercialização regulada (caso opte-se pela Possibilidade 2):</u> Caso opte-se pela comercialização regulada como uma solução transitória, seria necessário definir a estratégia de saída. Isto poderia ser feito de várias formas: definindo-se um prazo máximo para migração, prazo este concatenado com uma campanha educativa para orientar o consumidor no processo (neste caso, o consumidor que não fizer a opção até o final do período definido seria assumido pelo supridor de última instância); promovendo-se a consolidação dos comercializadores regulados gradualmente até se chegar a um único supridor de última instância; e desregulamentando-se gradualmente as tarifas da comercialização regulada. Como todos os consumidores passariam a dispor da possibilidade de escolher o seu fornecedor de energia, poder-se-ia adotar uma regulação tarifária cada vez menos intervencionista, convergindo, em última instância, para a liberação das tarifas, momento no qual estas comercializadoras passariam a operar como comercializadores livres.</p>	
140	AES	<p>(i) optarem por não migrar para o mercado livre: O Comercializador Regulado ou a Distribuidora; (ii) optarem por voltar para o ACR: O Comercializador Regulado ou a Distribuidora a qual esteja conectado; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: O Comercializador Regulado ou a Distribuidora a qual esteja conectado, que seriam o fornecedor de última instância; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: O Comercializador Regulado ou a Distribuidora a qual esteja conectado, que podem ser fornecedor de última instância. Ou ainda, qualquer comercializador que garanta as condições de suprimento do consumidor; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: O Comercializador Regulado ou a Distribuidora a qual esteja conectado, desde que a opção seja em manter tais subsídios.</p>	Vide seção III.4 desta NT.
141	ANACE	<p>(i) optarem por não migrar para o mercado livre: Estes devem continuar a ser atendidos pela distribuidora de energia local, ou, se for o caso, o seu comercializador regulado; (ii) optarem por voltar para o ACR: Estes devem ser atendidos pela distribuidora de energia local, ou, se for o caso, o seu comercializador regulado; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: Estes devem ser atendidos pela distribuidora de energia local, ou, se for o caso, o seu comercializador regulado se, e somente se, apresentarem garantias para o fornecimento. Nesse caso, a ANACE recomenda a implementação de medidas destinadas a mitigar a inadimplência, como a previsão de garantias financeiras, a</p>	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 104 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		exigência de pré-pagamento para o fornecimento e do uso do sistema de distribuição, bem como a fixação de prazo para o exercício da opção pelo mercado livre até a recuperação de sua idoneidade. Por outra via, caso seja criado o supridor de última instância, a assunção do fornecimento poderá ser livremente negociada para a manutenção desse consumidor inadimplente no mercado livre; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: Se estiverem adimplentes com suas obrigações, estes consumidores devem ter o seu atendimento realizado pelo supridor de última instância mediante as condições de mercado até que o consumidor venha a escolher nova contraparte, por sua conta e risco; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Estes consumidores devem ser atendidos pelas distribuidoras locais, a quem compete recolher e administrar os encargos decorrentes do custeio de políticas públicas.	
142	APINE	Para os consumidores: (i), (ii) e (v) comercializador regulado; (iii) supridor atual após regularizada a inadimplência ou Supridor de Última Instância (SUI) nos casos de consumidores inadimplentes com proteção judicial para evitar o corte; (iv) pelo SUI, sendo sua permanência condicionada à comprovação dos melhores esforços para obter outro supridor, e limitada a um prazo máximo de 1 ano para consumidores conectados em tensão menor ou igual a 2.3kV e 3 nos para tensão superior a 2.3kV ou, em período inferior, caso a distribuidora tenha disponibilidade de energia para atender o consumidor; e (v) as distribuidoras, sendo que a parcela de subsídio decorrente de políticas públicas deve ser assumida integralmente pelo Tesouro ou alternativamente pelo Tesouro com uma participação minoritária da CDE.	Vide seção III.4 desta NT.
143	Casa dos Ventos	O comercializador regulado seria responsável por garantir o fornecimento dos consumidores que: optarem por não migrar para o mercado (i), optarem por voltar para o ACR (ii) e que forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE (iv). Os consumidores que forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor (iii) devem ser desconectados da rede e, após constarem como “adimplentes” em alguma ferramenta de controle de inadimplemento setorial, seriam passíveis de realizar a contratação com um novo comercializador, incluindo o comercializador regulado.	Vide seção III.4 desta NT.
144	CCEnel-RJ e CONACEN	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: A distribuidora de energia a que está conectado; (ii) optarem por voltar para o ACR: A distribuidora de energia a que está conectado; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: Desde que adimplente com a CCEE, poderá buscar contrato de curto/médio/longo prazo com outro fornecedor no mercado livre, ou se submeter aos preços de curto prazo, seja comprando energia de outro fornecedor mês a mês, ou se submetendo à exposição na CCEE, com a possibilidade de receber penalidade por falta de lastro. Há que ser avaliado o aspecto jurídico sobre a interrupção do fornecimento de energia ao consumidor, pela distribuidora, quando estiver adimplente com a distribuidora e for desligado da CCEE por motivo de sua responsabilidade; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: Deverá ser concedido ficar exposto no Curto Prazo por 30 dias, sem qualquer penalidade, prazo para que permita celebrar contrato de compra e venda de energia com outro agente da CCEE. Findo esse prazo e não tendo celebrado contrato com outro agente, poderá, como permite a atual regulamentação, permanecer no Curto Prazo, adquirindo energia de outro agente ou deixando liquidar o	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 105 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		montante em exposição, submetendo-se às penalidades por falta de lastro. Em qualquer momento, poderá celebrar contrato com outro agente, no prazo que lhe convier; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Poderá migrar ao Mercado Livre, perdendo os subsídios concedidos por políticas públicas na Tarifa de Energia - TE, para que esses subsídios deixem de onerar os consumidores que permaneceram no ambiente cativo, mantendo os que incidirem sobre a TUSD.	
145	CEMIG	O Comercializador regulado deve ser o responsável para o fornecimento de energia. Especificamente para (iii) entendemos que o restabelecimento do fornecimento deva acontecer apenas após a baixa dos débitos com os antigos supridores. Tal medida evita que inadimplentes no mercado livre utilizem o mercado regulado de forma a burlar o corte do fornecimento por descumprimento de obrigações setoriais ou contratuais.	Vide seção III.4 desta NT.
146	CHESF	Para todas as questões do item 4.1 o fornecedor de energia deve ser o Comercializador Varejista de Último Recurso (Comercializador Regulado). Vale ressaltar que a tarifa de energia do Comercializador Varejista de Último Recurso ainda continuará regulada.	Vide seção III.4 desta NT.
147	Comerc	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: o comercializador regulado; (ii) optarem por voltar para o ACR: o comercializador regulado, desde que seja permitido o retorno; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: o comercializador regulado no papel de supridor de última instância. Entretanto, no caso de inadimplência do consumidor, a principal medida deve ser o corte físico do suprimento e somente em caso de alguma medida judicial que determine a manutenção do fornecimento é que o consumidor seria compulsoriamente migrado para o supridor de última instância; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: o consumidor deve ter prazo de 30 dias para buscar outro fornecedor a contar do início do processo de desligamento e caso não altere, é migrado compulsoriamente ao supridor de última instância; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: o comercializador regulado, no caso de usufruir o subsídio e esse for aplicável na tarifa de energia. Se for na TUSD pode ser atendido por qualquer supridor. Por exemplo, consumidores baixa renda ou consumidores que usufruam dos subsídios de saneamento e irrigação, que são subsídios que incidem tanto na TE quanto na TUSD, devem ser atendidos obrigatoriamente por consumidores regulados. Já para consumidores que compram energia incentivada e possuem desconto de 50% ou 100% na TUSD pode comprar de qualquer supridor.	Vide seções III.2 e III.4 desta NT.
148	CONCEL, ConEDP-ES, ConEDP-SP, ConDECEL e CONSELPA	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: A Distribuidora de Energia da respectiva área de concessão; (ii) optarem por voltar para o ACR: A Distribuidora de Energia da respectiva área de concessão; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: A Distribuidora de Energia da respectiva área de concessão, após quitação da dívida ou realizar um acordo com o supridor com o objetivo de regularizá-la, o que demonstra a boa-fé para saldar o débito. Não deve ser permitido que o Consumidor inadimplente contrate o fornecimento de energia com terceiros; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: A Distribuidora de Energia da respectiva área de concessão, salvo se o consumidor optar por contratar no mercado livre com outro supridor; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Entendemos que deve ser a distribuidora da respectiva	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 106 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		área de concessão. Acreditamos que tanto o mercado cativo quanto o mercado livre podem fornecer a energia nesses casos, todavia, todos os custos relativos aos subsídios decorrentes de políticas públicas devem ser custeados não somente pelo mercado cativo, mas também pelo mercado livre e pela geração distribuída.	
149	CONCEL-MT	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: Neste caso o Comercializador Regulado que seria a distribuidora de energia; (ii) optarem por voltar para o ACR: Regras que permitam voltar após x anos. O Comercializador Regulado tem que ter preço e fica a seu critério atender; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: O consumidor neste caso deve permanecer desligado até tornar-se adimplente; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: Como o mercado deverá ser competitivo, pode escolher outro supridor ou uma outra forma é recorrer a uma figura denominada de “supridor de última instância” para resolver algumas situações específicas; (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Baixa Renda, irrigante etc. Neste caso fica no Comercializador Regulado, pois estes consumidores já possuem algumas vantagens e não vão querer perdê-las.	Vide seção III.4 desta NT.
150	Concemig	A existência do comercializador regulado é necessária para atender os clientes mencionados nos itens de I a IV. Uma alternativa é que as distribuidoras possam atuar também como comercializador regulado, atendendo os consumidores acima elencados. Nesta hipótese, é essencial que as atividades de distribuição e comercialização regulada sejam inteiramente separadas do ponto de vista econômico-financeiro e contábil, inclusive com a aplicação da tarifa binômia. Quanto à questão dos subsídios, entendemos que eles devam ser progressivamente eliminados. Para as situações em que se deseje manter algum subsídio que sustente política pública considerada essencial, ele deve ser retirado das tarifas e bancado pelo Tesouro Nacional.	Vide seção III.4 desta NT. A modernização da estrutura tarifária (adoção da tarifa binômia e outros assuntos) aplicada aos consumidores de baixa tensão está sendo discutida nos processos 48500.000858/2018-05 e 48500.000444/2020-92, que tratam, respectivamente, da análise normativa referente a avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao grupo B e da regulação da aplicação de projetos-pilotos de tarifas. As definições sobre subsídios tarifários dependem de políticas públicas, que poderiam vir a ser reavaliadas.
151	ConElektro	As distribuidoras deverão permanecer com a gestão da TUSD e também do ACR, como atualmente ocorre para os consumidores do Grupo A.	Vide seção III.4 desta NT.
152	COPEL	O comercializador regulado de energia ou o supridor de última instância deve fornecer energia aos consumidores que optarem por não migrar para o mercado livre, como também aos consumidores livres que optarem por voltar ao mercado regulado. Em relação ao consumidor que foi desligado por motivo de inadimplência, caberá ao supridor de última instância fornecer energia a esse tipo de consumidor. Na ocasião do fornecedor de energia ser desligado pela CCEE, tal fato é integrante do fator de risco da contratação do fornecimento da energia pelo consumidor, devendo regularizar o	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 107 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		fornecimento mediante contratação de outro supridor e/ou sucessor do agente desligado. Conforme já respondido anteriormente, os consumidores que usufruem de subsídios devem ser impedidos de migrar para o mercado livre, sendo seu fornecimento suprido pela distribuidora e/ou comercializador regulado de energia.	
153	COPREL	O Comercializador varejista de energia em todas as situações.	Vide seção III.4 desta NT.
154	CPFL	Conforme proposto supra, os consumidores alvo de políticas públicas, como aqueles beneficiários da tarifa social de energia elétrica, bem como rurais, irrigantes e classificados nas classes de poderes públicos, para garantirem a manutenção do recebimento de subsídios, devem permanecer com tarifa regulada, alocados ao CRE. Adicionalmente, aqueles consumidores que não optarem pela migração ao mercado livre também devem permanecer no CRE. Aqueles consumidores que optarem por migrar ao mercado livre, pelo princípio de respeito aos contratos, deverão cumprir minimamente os prazos contratuais firmados com seus respectivos comercializadores varejistas, o que valeria reciprocamente. De fato, não se considera adequado vedar o retorno de consumidores de varejo ao CRE, mas antes, que os prazos contratuais sejam respeitados tanto pelos consumidores como pelos comercializadores, devendo o consumidor expressar, com antecedência mínima de 30 dias, sua intenção de retornar ao CRE. Por fim, em casos excepcionais, em que consumidores fossem desligados de seu supridor por motivo de falência do comercializador varejista, esses deveriam ser abarcados pelo CRE temporariamente até assunção de novo comercializador. O ponto fundamental para o sucesso desta proposta é a premissa de dotar o CRE de autonomia para negociação de suas sobras livremente. Com a solução da expansão da capacidade do sistema através da reserva de potência, a livre negociação deverá garantir o equilíbrio do mercado.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
155	Dinamo	Entendemos que o supridor de última instância seria a resposta para todos os itens desta pergunta 4.1, sendo ainda assim importante distinguir financeiramente as situações. A habilitação para esse papel poderia ocorrer por geradores e comercializadores (e mesmo Distribuidoras). Assim, consumidores do ambiente regulado e titulares de subsídios, sendo hipossuficientes, poderiam continuar submetidos a tarifas. Caso tenham a faculdade de migrar, e se a tarifa representar um custo maior do que o preço no mercado livre, ficaria evidenciado o valor percebido da migração (qual nível de economia o mercado livre precisaria oferecer para estimular a migração do consumidor). Consumidores do mercado livre com histórico de inadimplência e que não encontrem vendedores (pelo risco que representa), poderiam socorrer-se também do fornecedor de última instância, ao custo da tarifa ou do preço <i>spot</i> , mas com o suprimento garantido. Finalmente, os consumidores “pequenos” (residenciais, ou de baixa tensão) cujos contratos de compra sejam cancelados (por desligamento do vendedor, p.ex.), prestigiando a sistemática de alocação de risco de contraparte prevista na REN 622/14, poderiam simplesmente receber um benefício provisório (enquanto localizam novo vendedor) para aliviar a exposição ao MCP e ficarem isentos de penalidades.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
156	EDP	A migração para o mercado livre deve ser compulsória, sem possibilidade de retorno, sendo o Supridor de Última Instância (SUI) o responsável por acomodar todos os consumidores que não puderem optar pela migração para o mercado livre em um primeiro momento, além de atender consumidores cuja comercializadora varejista sair do mercado ou quebrar, tendo papel transitório, com tarifas reguladas.	Vide seção III.4 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictnet2.aneel.gov.br/sictnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 108 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
157	ELETROBRAS e Furnas	(i) e (ii) Seria o supridor responsável pelo mercado regulado à região do consumidor; (iii) e (iv) Seria o Supridor de Última Instância, mas com tratamento específico para cada caso. Consumidores que escolherem permanecer no ACR continuariam sendo atendidos pelos mesmos supridores de antes; No caso de consumidores que voltarem ao ACR, eles seriam atendidos pelo supridor responsável pelo atendimento à região onde estão localizados (ou optar por um dos supridores no caso de mais de um supridor seja elegível para atendimento da região); No caso de clientes desligados, eles seriam atendidos pelo Supridor de Última Instância, ressalvado que os consumidores desligados por inadimplência deveriam ter tratamento diferenciado dos consumidores desligados por motivos de desligamento do supridor da CCEE.	Vide seção III.4 desta NT.
158	Enel	Em primeiro lugar, deve-se restar clara a necessidade de se regulamentar a figura do Supridor de Última Instância (SUI), de forma a dar tratamento adequado aos consumidores que não sejam atendidos por comercializadoras livres ou varejistas, por diversos motivos, como inadimplência ou dificuldade de contratação junto a comercializadora. A esta figura de mercado deve ser assegurando o repasse das variações mensais dos custos, reduzindo o impacto no caixa do Supridor de Última Instância. Essa tarifa também deverá contemplar um adicional tarifário que permita que o SUI faça frente a inadimplência, assim como o estabelecimento de uma margem pela prestação do serviço (“taxa de atendimento de última instância”). Ademais, em caso de inadimplência por parte do consumidor, o fornecimento deve ser cortado, à luz das melhorias estabelecidas no artigo 4-A da Lei 14.120/2020, que viabiliza a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que permite que o consumidor inadimplente seja desligado. Entretanto, entende-se que persiste a necessidade de regulamentação do tema por parte da ANEEL, com prazos curtos, e um esforço conjunto junto ao judiciário e legislador, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos os ambientes que, sabidamente, são bastante protetivos à figura do consumidor hipossuficiente. Sem que a regulamentação seja clara, em um ambiente excessivamente protetivo ao pequeno consumidor, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo gerador ou comercializador varejista poderia inviabilizar o desenvolvimento desta figura, tornado sua tarifa demasiadamente elevada, o que poderia acarretar a ineficácia da abertura do mercado livre. Nos casos especiais em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais (hospitais, iluminação pública), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, receberá uma tarifa regulada com um encargo associado. Já os consumidores vinculados a um supridor que for desligado da CCEE, têm a livre escolha de optar por outro supridor. Caso não o façam, podem ser atendidos, temporariamente pelo Supridor de Última Instância (SUI). De forma resumida, o SUI seria responsável pelo atendimento dos consumidores: hipossuficientes; detentores de benefícios tarifários associados a políticas públicas; oriundos de supridor desligado da CCEE; e inadimplentes com vedação de corte, por serem classificados como serviços essenciais. Já os consumidores que não exercerem o direito à migração; que optarem por retornar ao mercado cativo, seriam atendidos pelo Comercializador Regulado. Destaca-se que os consumidores inadimplentes cortados só deverão ser religados quando deixarem de ser inadimplentes ou renegociarem suas dívidas.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 109 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
159	Energisa	A proposta é que o Comercializador Regulado cumpra o papel de Supridor de última instância, para não haver duplicidade de prestadores desse serviço, sendo este o responsável pelo atendimento aos consumidores que não puderem por restrições legais de migração, não optarem, ou mesmo que necessitem permanecer no ambiente de contratação regulado. Entretanto, deve-se haver modulação da regra a depender do caso em avaliação. Por exemplo, no caso de inadimplemento do próprio consumidor, este não pode simplesmente ter o direito líquido e certo ao retorno ao ACR, sob pena de não dar o sinal adequado ao comportamento do agente. Esse seria o típico caso em que o retorno deve ser a partir de certo tempo e com adequado incentivo financeiro que iniba arbitragem entre os dois ambientes e não perpetue um comportamento oportunista. Na mesma linha, grupos de consumidores que usufruam de certos benefícios tarifários, como, por exemplo, consumidores de GD, não podem acessar o mercado livre e se manter beneficiário do SCEE.	Vide seção III.4 desta NT.
160	Equatorial	Em todos os casos mencionados na questão 4.1, a energia elétrica deve ser fornecida pelo CRE. Destaca-se, todavia, que o grupo Equatorial entende que não deve ser permitido o retorno do consumidor livre à distribuidora, devendo este sempre fazer a opção, no mínimo, entre o mercado livre e compra de energia junto ao CRE, desde que não haja inadimplência pretérita. Havendo inadimplência pretérita, e o consumidor não encontrando opções no mercado livre, será atendido pelo CRE em regime de última instância, com tarifa diferenciada para fazer frente ao risco atípico de inadimplência. Ainda assim, para ser atendido, o consumidor não pode ter dívida em aberto com o CRE, com qualquer comercializador varejista, ou com a CCEE.	Vide seção III.4 desta NT.
161	Essenz	Recomenda-se a constituição de comercializadores regulados com a obrigatoriedade do atendimento dos consumidores de baixa renda e de consumidores com baixa avaliação de crédito que não conseguem firmar contratos no mercado livre. Ademais, estes comercializadores devem atender aos consumidores que optaram por não migrar para o mercado livre. Quanto às características deste comercializador regulado, reitera-se a necessidade de separação da atividade de comercialização em relação à atividade de distribuição de energia elétrica. Logo, é perceptível a necessidade da criação de uma nova figura jurídica. Com vistas a garantir a plena neutralidade das distribuidoras na comercialização de energia, devem ser estabelecidos contratos entre cada distribuidora e sua respectiva comercializadora regulada. Como consequência, os riscos de mercado e toda a gestão comercial do portfólio deixam de ser de responsabilidade das distribuidoras. Nestes termos, caberá aos comercializadores regulados a gestão do portfólio de contratos.	Vide seção III.4 desta NT.
162	IDEC	O comercializador de último recurso (CUR) é uma entidade comercializadora varejista que poderia atender aos consumidores que não tenham migrado para o mercado livre; que pertençam à classe residencial baixa renda e usufruem de subsídio; ou o caso em que o comercializador tenha falido. A prática internacional mostra três alternativas para o CUR: - Todo comercializador varejista é elegível a ser CUR, o que pode ser definido compulsoriamente pelo regulador; - Inicialmente, o maior comercializador de cada área de distribuição física é automaticamente considerado pela regulação como CUR. Posteriormente, são implantados processos de concorrência; e a distribuidora física da região ainda mantém um segmento de energia específico e reduzido para esse fim e outras funções sociais.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 110 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
163	Lemon	(i) comercializador regulado; (ii) comercializador regulado; (iii) operadoras de energia cujo público alvo é clientes com risco alto; (iv) a carteira de clientes pode ser dividida entre operadoras interessadas; (v) operadoras de energia. Consumidores beneficiários de políticas públicas não se diferenciam dos demais. Assim como bancos os atendem como clientes, operadoras de energia também.	Vide seção III.4 desta NT.
164	Landis+Gyr	É importante ressaltar que a efetividade da expansão desse ambiente competitivo, o mercado livre, depende da separação das atividades econômicas de comercialização e de distribuição. Assim, entendemos que para todas as situações descritas acima, deve-se considerar o atendimento através de um novo agente, um comercializador regulado que teria também o papel de ser um “supridor de última instância” (SoLR – Supplier of Last Resort). Outra situação que precisa ser considerada é aquela em que o consumidor migra para o mercado livre e passa furtrar ou desviar energia através de fraudes no medidor ou na medição (perdas não técnicas).	Vide seção III.4 desta NT. A distribuidora deve permanecer responsável pelas atividades de combate às perdas.
165	Light	A função de comercializador regulado de energia deve assumir os consumidores das opções (i), (ii) e (v). O desenho regulatório deve permitir uma remuneração para este serviço. É necessário criar mecanismos através do qual o comercializador possa gerenciar os riscos assumidos, como exemplo a maior flexibilização do preço aos consumidores. O consumidor poderá voltar ao ACR somente com anuência do seu fornecedor anterior e da distribuidora. Os consumidores das opções (iii) e (iv) devem ser atendidos pela função de Supridor de Última Instância (SUI), que deve ser uma função regulatória separada da comercialização regulada. A Função de Comercializador Regulado deve ser realizada pelo atual concessionário de Distribuição, respeitando-se o necessário equilíbrio de Risco e Retorno para esta atividade. Adicionalmente, o Comercializador Regulado pode também oferecer o serviço de SUI.	Vide seção III.4 desta NT.
166	LUDFOR	I) Acreditamos que a longo prazo todos os consumidores deverão obrigatoriamente escolher um fornecedor de energia; II) Para os consumidores que já possuem requisitos mínimos não haverá possibilidade de retornar ao ACR, pois eventualmente este deixará de existir; III) Deverá ser criado um mecanismo, por exemplo: onde as distribuidoras deverão receber um relatório da CCEE indicando casos em que o consumidor não adquiriu energia de um fornecedor (semelhante a o que é a aplicação do desconto na fatura da distribuição hoje). Neste caso, a distribuidora deverá cobrar os valores diretamente na fatura da TUSD. Persistindo a inadimplência a distribuidora deve ter autonomia para realizar o corte físico no consumidor. Esse mecanismo permite uma maior agilidade na resolução de casos de inadimplência, garantindo mais uma vez a segurança no mercado; IV) Nesse caso o consumidor deve celebrar novo contrato com outro fornecedor para garantir o seu suprimento. No caso de não realizar a compra de energia para determinado mês, aplica-se o item III, onde a cobrança será realizada pelo distribuidor a preço spot, até regularização; V) qualquer fornecedor do mercado, em caso de órgãos públicos através de licitações, assumindo o ônus de entrega de energia subsidiada recebendo os restantes através de determinação governamental, por exemplo CDE.	Vide seção III.4 desta NT.
167	Neoenergia	(i) optarem por não migrar para o mercado livre: Durante o período de transição, a Comercializadora Regulada permanecerá fornecendo energia aos consumidores que optarem por não migrar. Finalizado o período todos os Consumidores Regulados seriam considerados livres, com fatura de energia sendo emitida pela Comercializadora Regulada que então se transformou	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 111 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
		<p>em Comercializadora Varejista e poderá, portanto, negociar contratos livremente com produtos e tarifas diferenciados; (ii) optarem por voltar para o ACR: Enquanto durar o ACR^{Transição} caso o consumidor migre ele só poderá retornar de acordo com aceitação por parte da Comercializadora Regulada ou cumprimento de prazo mínimo para retorno estabelecido conforme as regras de contratação vigentes para a Comercializadora Regulada no período, caso contrário será recebido pela Comercializadora de Última Instância que já estará atuando no mercado durante o período de transição. Após o período de transição não haveria que se falar em "retorno para o ACR" já que este ambiente tal como se conhece deixa de existir, permanecendo somente o ACL e ACR^{Último}; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: Partindo do princípio inequívoco de que o corte continuará sendo uma ação necessária destinada aos consumidores inadimplentes, entende-se que as condições contratuais dos consumidores livres em virtude do número de faturas não pagas, ou prazo decorrido da inadimplência terão que ser observadas por parte das Comercializadoras Varejistas. No entanto, caso os consumidores livres desligados por motivo de inadimplência, tenham como resultado disso o cancelamento do contrato junto as Comercializadoras Varejistas, seja durante ou após a transição, deverão ser supridos pelo Comercializador de Última Instância que terá regulação específica para suportar esse risco. Se o desligamento do supridor na CCEE ocorrer durante a transição do modelo, os consumidores até então supridos pelo agente desligado deverão retornar para a Comercializadora Regulada. Passado o período de transição poderia se adotar a regra atual onde o consumidor tem um prazo para tentar contratação no ACL com outra Comercializadora Varejista e depois de transcorrido o prazo, caso novo contrato não tenha sido firmado, o consumidor seria então suprido pela Comercializadora de Última Instância, permanecendo, portanto no ACR^{Último} até adotar as devidas providências para adquirir uma nova contratação junto a outra Comercializadora Varejista. Consumidores com o direito a usufruir subsídios decorrentes de políticas públicas não devem ser impedidos de escolher seu fornecedor de energia. Nessa ótica, durante o período de transição é necessário estabelecer regras para liberalização paulatina dos consumidores subsidiados de modo que esses subsídios sejam explícitos e com fonte de recurso de tal forma que independa qual seja o supridor. É importante que a forma de recebimento desses subsídios possa ser devidamente ajustada à nova realidade sem que isso seja um entrave em caso de mudança de fornecedor de energia no ACL. Para tanto, entende-se necessário adotar novo cálculo ou submeter os subsídios a uma reformulação de modo que eles sejam identificados facilmente de maneira destacada na fatura, para evitar as atuais complexidades de cálculo e, por consequência de repasse. Ponto de atenção sob a óptica jurídica é que os subsídios devem ser criados por Lei, com previsão expressa quanto aos beneficiados e ao público que o custeia. Logo, também nesse ponto, para que um subsídio possa acompanhar o cliente no ACL, parece-nos adequada a haja previsão legal expressa a respeito. Em vários casos, será necessário alterar a forma de cobrança do mesmo, pois desaparecerá o preço público, e o preço livre seria, a princípio, confidencial.</p>	
168	Omega	A distribuidora, conforme os tratamentos já estabelecidos no regulamento atual. Caso a ANEEL entenda que algum destes casos mereçam aprimoramentos regulatórios, isto pode ser tratado a parte do processo de abertura de mercado, não como um pré-requisito.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 112 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.1)	Comentários
169	STATKRAFT	(i) Optarem por não migrar para o mercado livre: A distribuidora de origem; (ii) Optarem por voltar para o ACR: A distribuidora de origem; (iii) Forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: A distribuidora de origem, por um prazo estabelecido pré determinado; (iv) Forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: A distribuidora de origem, por um prazo estabelecido pré determinado; (v) Usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: Caso esses consumidores optem em migrar para o ACL perderiam o direito de usufruir dos subsídios de políticas públicas.	Vide seção III.4 desta NT.

4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas, subsídios etc)?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
170	ABEEÓLICA, ABRAGE, ABSOLAR e Engie	O comercializador regulado poderá fazer a aquisição da energia, através de leilões, da mesma forma que ocorre atualmente, mas sem a separação por fonte ou tecnologia. A execução desses certames poderia ser feita pela CCEE afim de trazer transparência e isonomia ao processo competitivo. É importante verificar a possível herança dos contratos por parte da distribuidora (contratos legados). Em relação a perdas e subsídios, esses deveriam ser rateados entre os mercados livre e regulado. A ABSOLAR salienta ainda que não haveria necessidade de exigência dos limites de contratação dados pelo Decreto nº 5.163/2004 e eventuais penalidades de distribuidoras por sub ou sobrecontratação deverão ter seus limites revistos.	Vide seção III.4 desta NT. A exigência de 100% de contratação está sendo discutida no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM).
171	ABGD	De acordo com a experiência internacional, o comercializador deverá negociar a energia diretamente com os geradores, sendo a transmissão e distribuição, concessões ou serviços públicos.	Vide seção III.4 desta NT.
172	ABRACE	Poderia ser até mesmo por meio de Leilão, mas com diretrizes e, principalmente, prazos de suprimento reduzidos, de no máximo 5 anos, ou até mesmo por meio de contratos bilaterais que se mostrarem vantajosos. Ficando tal comercializador responsável por realizar estimativas de demandas futuras e adquirir energia para suprir seu mercado, tanto no curto, médio e longo prazo. Deixando claro que, em hipótese alguma, o comercializador regulado pode contratar energia não competitiva de geradores/empresas do mesmo grupo econômico ou sócios.	Vide seção III.4 desta NT.
173	ABRACEEL	A contratação de energia para o mercado do comercializador regulado irá depender do desenho de mercado que tal figura irá atender. O preço a ser cobrado pode ser definido livremente, desde que abaixo de um teto regulatório, assim a contratação de energia seria realizada livremente por meio de contratos bilaterais (mecanismos de mercado). Porém, o preço também pode ser determinado conforme métrica do regulador, então a contratação de energia também seria regulada, por meio de leilões públicos.	Vide seção III.4 desta NT.
174	ABRADE	Em relação ao atendimento dos consumidores que permaneçam atendidos pelo comercializador regulado, é fundamental que se implementem medidas que confirmam maior flexibilidade à gestão do portfólio de compra de energia. A criação de	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 113 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		<p>faixas de tolerância para a compra livre de energia elétrica pelo comercializador regulado - seja por meio da redução da obrigação de contratação sem que isso cause penalidade, seja pela definição de volumes que podem ser livremente negociados - se adequaria, em conjunto com as medidas elencadas na Questão 3, à necessidade de uma gestão mais adaptável e dinâmica da energia comprada. Quanto às perdas, reforçamos o entendimento de que a responsabilidade pelo combate, por ser atividade de equipe técnica de campo, deve ser alocada às distribuidoras (fio). Nesse sentido, alocar a responsabilidade de contratação para atendimento às perdas ao mesmo agente responsável pela sua regularização internaliza os incentivos e favorece uma atuação coordenada de combate, orientada pelos custos e benefícios da redução. É desejável que o processo contratação da energia necessária para atendimento ao requisito de energia associado às perdas possua alta flexibilidade, visto que a regularização de perdas não técnicas – por meio da redução de consumo perdulário – e a adoção de soluções para mitigar perdas técnicas reduzem a carga contratada, expondo o agente ao risco de sobra contratual. Considerando que a energia perdida deve ter sinais claros para ser combatida, é fundamental que os contratos que suprem essa perda não criem desincentivos ou complexidade na gestão de eventuais sobras colaterais a um desempenho eficiente nesse combate. Quanto ao processo de contratação do requisito de perdas, são possíveis arranjos nos quais a distribuidora compre da comercializadora regulada ou diretamente no mercado atacadista, além de ser recomendável a possibilidade de permitir autoprodução como alternativa à redução do custo e aceitar algum nível de exposição contratual sem aplicação de penalidades. Quanto mais alternativas de contratação, mais flexível fica a gestão do custo de perdas pelas distribuidoras, o que contribui para a escolha ótima na resposta ao incentivo de combate (reduzir, em determinados momentos, pode ser mais caro do que suprir a baixo custo). Não obstante, mesmo que se aumente a flexibilidade, persistem problemas de falta de estabilidade nos volumes, considerando-se que a resposta aos incentivos pode causar sobras quanto mais a distribuidora for eficiente no combate. A neutralização do risco contratual pode se dar tanto por meio da flexibilização, isto é, por mecanismos que agreguem liquidez aos contratos da distribuidora, ou por meio de neutralização tarifária dentro de uma faixa compatível com a volatilidade do requisito. Ademais, a depender do grau de separação entre fio e energia, a regularização pode implicar a transferência da carga para a comercialização regulada, o que acentuaria esse risco de sobras. Algum tipo de cessão de volumes da distribuidora para a comercializadora pode ser desejável, em complemento ao aumento de flexibilidade. A solução para essa questão exige uma análise aprofundada das alternativas possíveis, especialmente em função dos elevados níveis de perda ainda presentes no país.</p>	
175	AcendeBrasil	<p>O comercializador regulado teria liberdade para adquirir energia livremente. O governo continuaria promovendo Leilões de Energia, mas estes passariam a ser leilões voluntários e abertos para participação de todos os agentes. Os contratos de energia teriam prazos mais curtos para alinhá-los às demandas dos clientes. Também deveriam ser tomadas medidas para desenvolver um mercado secundário destes contratos, no qual fosse possível revender parcelas do montante de energia previamente contratado. A contratação de capacidade seria realizada pelo governo e os custos repassados a todos os consumidores por meio de encargo. Toda contratação de fornecimento de energia para consumidores de pequeno porte (carga menor de 500 kW) – livre ou regulada – deveria ser feita por meio de um único comercializador varejista, com prazo</p>	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 114 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		mínimo de 12 meses e exigência de aviso prévio mínimo de “n” dias para migração (onde n = 30 seria correspondente ao ciclo de faturamento).	
176	AES	O Comercializador Regulado faria suas aquisições através de leilões, esses certames por sua vez poderiam ser demandados pelo MME, modelados pela ANEEL e executados pela CCEE, assim como a operação realizada atualmente, com o intuito de trazer transparência e isonomia ao processo. Além disso, para balanceamento da demanda e oferta, deve haver a possibilidade de comercializar eventuais sobras no mercado livre, conforme já apresentado em outras questões. Quanto ao pagamento de perdas e subsídios, dependerá da natureza de cada um. Existem aqueles que pela característica de universalização devem ser rateados por todos os agentes e outros que devem ser suportados através da tarifa regulada. Nesse aspecto é importante que se tenha previsibilidade dos encargos que devem ser suportados por todos os consumidores, independentemente de sua opção de mercado, e clareza na divulgação destes para facilidade de cobrança aos consumidores pelos comercializadores.	Vide seção III.4 desta NT.
177	ANACE	A contratação de energia deve continuar a ser conduzida por meio dos leilões públicos conduzidos pela ANEEL, EPE e CCEE. Os leilões, todavia, poderiam também contemplar contratos de energia existentes. Pode se introduzir para energia nova e energia existente prazos menores que os vigentes atualmente. Os ajustes nos volumes a serem contratados a cada tempo devem ser conduzidos, pela própria distribuidora ou comercializador regulado, levando em conta a liberação gradativa de consumidores para o mercado livre. A expansão da geração deve ser focada nos novos mecanismos que estão sendo estudados e em implementação.	Vide seção III.4 desta NT.
178	APINE	Mesmo com a separação do lastro e energia, apontada como uma das diretrizes da proposta de modernização do setor elétrico, onde o pagamento do lastro seria feito por todos os consumidores sem contratos legados, entendemos que a contratação de energia para o atendimento ao mercado regulado deve continuar sendo realizada por meio de leilões públicos. O gerenciamento de compra, perdas e eventuais parcelas minoritárias de subsídios deverão fazer parte da tarifa de venda de energia.	Vide seção III.4 desta NT.
179	Casa dos Ventos	Seria interessante a contratação de energia pelo comercializador regulado se dar via de leilões regulados através do produto “quantidade”.	Vide seção III.4 desta NT.
180	CCEnel-RJ e CONACEN	A ANEEL deverá regulamentar o contrato de compra e venda de energia entre o comercializador regulado e os consumidores que representará. A aquisição de energia deverá atender a um processo de ampla consulta a um número mínimo de agentes do mercado e ser submetido à fiscalização da ANEEL. O faturamento deverá incluir as perdas na rede básica, como usual. Subsídios porventura concedidos na energia (TE), não deverão ser levados ao ambiente de livre contratação, para que esse subsídio não continue onerando os consumidores que permanecerem no ambiente cativo.	Vide seção III.4 desta NT.
181	CEMIG	Entendemos que a alternativa que maximiza o benefício para a sociedade é aquela em que o Comercializador Regulado terá uma remuneração regulatória, compatível com os riscos que irá assumir e conforme contrato de concessão. Neste caso ele deverá seguir regras equivalentes as atuais, com compras via leilão, gestão da sobrecontratação e mecanismos de	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 115 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		repasso de exposições involuntárias quando observado o princípio do máximo esforço. Perdas técnicas / comerciais são de responsabilidade da distribuidora local, tendo em vista que ela é a responsável por adotar medidas de melhoria e controle das mesmas. Estes valores deverão ser recuperados via TUSD, sendo objeto de tratamento nos reajustes tarifários pela busca de eficiência. Ressaltamos que existe a exceção para o caso de inadimplência cujo risco é compartilhado com o comercializador regulado na proporção dos custos de fio e energia. Os subsídios tarifários deverão ser repassados ao Comercializador Regulado de forma análoga ao tratamento atual para as distribuidoras.	
182	CHESF, ELETROBRAS e Furnas	Deve se basear no atual processo de compra de energia das distribuidoras. Regra deve ser igual ou semelhante com a atual onde a compra de energia é realizada de forma centralizada baseada na declaração das distribuidoras. Vale ressaltar que a tarifa de energia do Comercializador Varejista de Último Recurso ainda continuará a ser regulada. O Comercializador Regulado passa a ser automaticamente a distribuidora que responde pela específica concessão geográfica do serviço fio. Ou seja, cada consumidor terá a possibilidade de continuar sendo atendido pela distribuidora (através de um comercializador) ao qual ele está conectado. Neste sentido, a contratação de energia pode ser realizada com base na declaração de necessidade, conforme praticado atualmente. No entanto, dada a possibilidade de migração/retorno de consumidores, é necessário a adoção de mecanismos mais flexíveis para contratação, incluindo leilões de ajustes com produtos semestrais e trimestrais.	Vide seção III.4 desta NT.
183	Comerc	A contratação pode ser realizada por leilões centralizados ou individuais pela distribuidora, sendo que nesse último caso deve haver limites de repasse de preço de contratação de energia para a tarifa, seja por meio de referências de preço para cada uma das fontes, como no caso de contratação de Geração Distribuída, nos termos da Lei 10.848/2004, ou tendo como referência os preços obtidos nos leilões centralizados. Devem ser evitados os leilões centralizados como hoje realizados, com contratações de longuíssimo prazo, devendo ser migrada a contratação da expansão da oferta, como previsto no PL 414/2021, com contratação de reserva de capacidade mediante o pagamento de encargo de reserva de capacidade pelos consumidores e a energia desses empreendimentos podem ser vendidas por meio de leilões centralizados tanto para o ACR quanto para o ACL, nos quais comercializadores atacadistas e varejistas, comercializadores regulados, consumidores com carga acima de 500 kW e outros geradores possam participar diretamente. O pagamento das perdas e subsídios permanece como atualmente é realizado	Vide seção III.4 desta NT.
184	CONCEL e ConEDP-SP	No tocante à contratação de energia para atender o mercado do comercializador, o ideal seria um sistema híbrido entre o formato atual através de leilões com ampla participação, como objetivo de reduzir os preços. Com relação ao pagamento de perdas e subsídios, entendemos que esses custos devem ser bancados por todos e não somente pelo mercado cativo.	Vide seção III.4 desta NT.
185	CONCEL-MT	Como é hoje. Subsídio pode ser via Tesouro ou a conta CDE permanecer num fundo onde todos contribuam. As perdas entrariam na TUSD. A contratação não seria via leilões nacionais, e sim leilões públicos. Cada Comercializador faz sua compra para atender suas necessidades e não via leilão regulado, um processo competitivo para oferecer bons preços aos clientes.	Vide seção III.4 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 116 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
186	ConEDP-ES	Acreditamos que o melhor caminho seja a livre concorrência, por meio de pregões eletrônicos com ampla participação, a fim de reduzir os preços. Com relação ao pagamento de perdas e subsídios, entendemos que esses custos devem ser bancados por todos e não somente pelo mercado cativo.	Vide seção III.4 desta NT.
187	ConDECEL	Deve ser responsabilidade da Concessionária como empresa privada, buscando sua melhora de resultado financeiro, fazendo sua gestão de risco e não mais sendo incumbência da Aneel, com seu amontoado de regras, somente usando balizadores de custos nacionais e internacionais para ir cada vez aproximando com a realidade existente em países com bom atendimento e custos baixos de energia. Com relação ao pagamento de perdas e subsídios, entendemos que apesar de serem de responsabilidade das Concessionárias, esses custos devem ser distribuídos para todos e não somente pelo mercado cativo.	Vide seção III.4 desta NT.
188	ConElektro	Deverá ser conforme ocorre hoje com o ACL em vigor para o Grupo A.	Vide seção III.4 desta NT.
189	CONSELPA	A contratação de energia para atendimento ao mercado comercializador regulado deve ser feita por meio de leilões, isso permite, em tese, que os preços estejam alinhados com a capacidade real de gestão eficiente na etapa posterior, quando no ambiente de negócio com o consumidor livre, firmarem seus contratos bilaterais. O que se percebe é que a presença de um ente intermediário nas negociações entre geradores e consumidores tende a ser necessária. Nesse ambiente mais complexo, os agentes assumem não só o papel de negociadores, como também de inteligência nesse processo, orientando quais as melhores estratégias para a compra de energia por parte dos consumidores, que agora assumem de fato o status de clientes, tanto para curto quanto para longo prazo. O que se deve buscar é a segurança jurídica nesse ambiente de negócio.	Vide seção III.4 desta NT.
190	COPEL	A contratação da energia para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia poderá ser realizada por meio de leilões de energia, conforme os procedimentos adotados atualmente, não se descartando a contratação direta no mercado. Quanto à contratação da energia por meio de leilões, atenta-se à possibilidade do comercializador regulado poder flexibilizar a quantidade a ser contratada, em virtude da migração de consumidores no ambiente regulado (saída ou retorno de consumidores).	Vide seção III.4 desta NT.
191	COPREL	Ele deve ser feito através de contratações bilaterais, reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Com possibilidade de participação em leilões de ACR promovidos pela ANEEL (tal como atualmente é com as distribuidoras). Os subsídios devem ser cobertos mensalmente pela CDE para aqueles consumidores atendidos pela Comercializadora varejista.	Vide seção III.4 desta NT.
192	CPFL	A gestão da contratação pelo CRE não deve se pautar pelos mecanismos atualmente à disposição das Distribuidoras. Conforme se nota a partir da análise da regulação e da evidência empírica, especialmente nos recorrentes excessos contratuais das Distribuidoras, o atual modelo regulatório tem viés para a sobrecontratação, com a Distribuidora como garantidora da expansão através dos leilões regulados para contratação de energia a longo prazo. Esse modelo é em grande medida pautado pelas restrições impostas por nossa matriz energética à época de sua estruturação. Atualmente, com a expansão das fontes renováveis e o consequente encurtamento do tempo necessário para se levantarem	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 117 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		empreendimentos de geração, a função de se garantir a potência para atendimento ao SIN pode ser removida da Distribuidora e do mercado regulado. O CRE, em seu lugar, deverá ter liberdade para negociar energia livremente, sem observar a rigidez hoje imposta às Distribuidoras, considerando este arcabouço. Com a garantia da expansão da capacidade através do monitoramento da necessidade de potência pelo MME, e de seu provimento por meio de leilões de reserva de capacidade para potência, nos moldes do Decreto 10.707/21, o CRE não terá viés para permanecer sobrecontratado. Nesta proposta, a Distribuidora continuará responsável apenas pela contratação de energia para suprimento de sua carga própria e também para a cobertura de suas perdas elétricas.	
193	Dinamo	O suprimento de última instância poderia ser objeto de competição entre agentes de elevado porte financeiro, fortemente regulados e com estímulos para otimização da formação de portfólio e criação de novos produtos (faturas pré-pagas, a título meramente ilustrativo). Os subsídios podem ser destinados diretamente aos supridores; já a formação do portfólio poderia se dar, também a título ilustrativo, a partir de ofertas de mercado (leilões), desde que o preço final respeitasse determinados limites. Ainda que se opte por um modelo mais próximo do atual, é importantíssimo dar mais flexibilidade à gestão do portfólio pelo supridor de última instância, mitigando situações de sobre ou subcontratação.	Vide seção III.4 desta NT.
194	EDP	O SUI deve adquirir energia do Centralizador de Contratos para cobrir consumo dos clientes e autoconsumo. Conforme os contratos legados forem acabando, poderá contratar em leilão ou no mercado <i>spot</i> .	Vide seção III.4 desta NT.
195	Enel	A responsabilidade pelo combate às perdas, conforme destacado no preâmbulo da pergunta 4, deve permanecer sobre a responsabilidade da distribuidora por se tratar de atividade de equipe técnica de campo. A alocação, por consequência, da responsabilidade de contratação para atendimento às perdas ao mesmo agente responsável pela sua regularização internaliza os incentivos e favorece uma atuação coordenada de combate, orientada pelos custos e benefícios da redução. Neste caso, a contratação pode ser realizada via Comercializadora Regulada local ou do grupo de distribuidoras. A mesma tratativa pode ser viabilizada para a contratação de energia para o mercado do comercializador regulado. Isto é, a contratação de energia poderia ocorrer diretamente pela Comercializadora Regulada ou de forma concentrada por um comercializador regulado único de um mesmo grupo econômico das distribuidoras, por exemplo. Esta alternativa adicionaria um ganho escala e de flexibilidade na gestão de portfólio de contratação de energia. Quanto mais alternativas de contratação, mais flexível fica a gestão do portfólio, o que pode diluir riscos de volatilidades pontuais e intrínsecas ao modelo energético majoritariamente hídrico, o que contribui para a escolha ótima na resposta ao incentivo de combate (reduzir, em determinados momentos, pode ser mais caro do que suprir a baixo custo). Outro ponto importante a ser considerado no processo de contratação de energia pelo comercializador regulado é que os limites máximos de contratação dados pelo Decreto 5.163/2004 devem ser retirados. Desta forma, a contratação passaria a ocorrer conforme proposto, a seguir: Leilões A-5/A-6: manutenção da ausência de limite de declaração de demanda por parte das comercializadoras reguladas; Leilões A-3/A-4: retirada da limitação de declaração a 2% da carga. Com a recente e constante redução nos patamares de preços dos leilões de energia nova das fontes eólica e solar, não haveria mais necessidade de incentivar a participação das Distribuidoras nos Leilões A-5/A-6 que historicamente eram mais baratos. A realidade de	Vide seção III.4 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 118 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		<p>preços mudou bastante desde a concepção do modelo do SEB; Leilões A-1/A-2: De forma similar, já que a expansão do sistema desde a realização de Leilões de Lastro não depende mais exclusivamente da declaração de demandas das Distribuidoras, solicita-se a flexibilização nos limites de contratação dos Leilões de curto prazo (A-1/ A-2) que atualmente limitam as declarações das Distribuidoras ao Montante de Reposição (MR) + recuperação de mercado. Assim, a comercializadora regulada teria mais liberdade de contratar mais energia com maior proximidade ao período de suprimento. Ademais, o custo da confiabilidade e expansão do sistema rateado por todos os consumidores. A contratação da capacidade se daria de forma centralizada pelo Poder Concedente, precedida do processo de separação de lastro e energia.</p>	
196	Energisa	<p>Como supracitado, dada a situação dos contratos legados, entende-se que será dado o devido tratamento destes custos através de encargo específico ACR/ACL, em função da sobrecontratação involuntária decorrente da migração. Destaca-se que os migrantes devem carregar consigo seus custos, de forma a tornar o processo sustentável e mitigar o efeito aos consumidores remanescentes. Haja vista o tratamento da fase transitória, inicialmente entende-se que o CRE deverá ser mais regulado, tendo parte de sua energia adquirida através de leilão regulados (tarifa regulada) e ter limites para acesso e negociações no ACL (ajustes finos). Como mencionado, após a equalização dos passivos, poderia se passar a um modelo mais flexível, em que o CRE tivesse maior acesso a negociações no mercado livre. O gerenciamento das perdas faz parte da atividade fio, portanto entende-se que deve permanecer com a distribuidora. Esta deveria, portanto, ser responsável pela compra de energia necessária para atender o seu consumo próprio e as perdas internas e de rede básica. Em um modelo futuro, tal compra poderia ser realizada de maneira similar ao mercado livre, com flexibilidade e regras claras de repasse. Considerando que a energia perdida deve ter sinais claros para ser combatida, é fundamental que os contratos que suprem essa perda não criem desincentivos ou complexidade na gestão de eventuais sobras colaterais a um desempenho eficiente nesse combate. Observa-se que se deve avaliar a implementação de regra transitória, uma vez que a energia já encontra-se contratada pelas distribuidoras. Quanto ao processo de contratação, são possíveis arranjos nos quais a distribuidora compre da comercializadora regulada ou diretamente no mercado atacadista, além de ser recomendável a possibilidade de permitir autoprodução como alternativa à redução do custo e aceitar algum nível de exposição contratual sem aplicação de penalidades. Quanto mais alternativas de contratação, mais flexível fica a gestão do custo de perdas pelas distribuidoras, o que contribui para a escolha ótima na resposta ao incentivo de combate (reduzir, em determinados momentos, pode ser mais caro do que suprir a baixo custo). Não obstante, mesmo que se aumente a flexibilidade, persistem problemas de falta de estabilidade nos volumes, considerando-se que a resposta aos incentivos pode causar sobras quanto mais a distribuidora for eficiente no combate. A neutralização do risco contratual pode se dar tanto por meio da flexibilização, isto é, por mecanismos que agreguem liquidez aos contratos da distribuidora, ou por meio de neutralização tarifária dentro de uma faixa compatível com a volatilidade do requisito. Quanto aos subsídios tarifários, inicialmente acredita-se que sua arrecadação e repasse não deveriam ser de responsabilidade do CRE, inclusive por tratar-se de atividade que também tende a consumidor caixa, comprometendo o endividamento da empresa. Se a definição for</p>	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 119 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
		permanecer sob responsabilidade da distribuidora, sugere-se sua alocação na TUSD, minimizando as distorções entre os ambientes livre e regulado.	
197	Equatorial	O CRE deve ter a mesma liberdade para contratação de energia elétrica que os comercializadores livres. Para formação da tarifa a ser aplicada aos consumidores regulados e do preço para glosa de perdas elétricas acima dos limites regulatórios, a ANEEL pode definir metodologia de banco de preços ou de <i>benchmarking</i> , que deverá ser aplicável exclusivamente custo marginal de expansão, de modo a garantir o equilíbrio econômico-financeiro daquelas CRE que já possuirão um PMIX elevado. Adicionalmente, tal qual previsto na metodologia de definição dos custos operacionais, entende-se que compete a ANEEL prescrever o procedimento a ser adotado quando incorrer ganhos elevados pela CRE.	Vide seção III.4 desta NT.
198	Essenz	No que se refere à contratação de energia para o atendimento da demanda dos consumidores do mercado regulado, um primeiro ponto é que os portfólios de contratos de energia das distribuidoras irão migrar para estas comercializadoras reguladas. Caso seja necessário a aquisição de energia para suprimento dos consumidores do ambiente regulado, a compra de energia deve ocorrer em condições de mercado. Mesmo que estruturalmente não seja preciso a aquisição de energia, dada a implementação de preços em bases horárias, será crescente a necessidade de ajustes no portfólio de energia. O ponto central é que as comercializadoras reguladas devem estar sujeitas às mesmas regras dos demais participantes do mercado atacadista. Referente ao repasse às tarifas dos custos associados à compra de energia, é notória a importância do estabelecimento de regras estritas e claras que incitem uma gestão eficiente das transações comerciais. Em contrapartida, é preciso o estabelecimento de instrumentos regulatórios capazes de lidar com algumas especificidades do mercado destas comercializadoras. Em especial, ressalta-se a problemática inerente ao atendimento de consumidores que não conseguiram estabelecer contratos no mercado livre em função de avaliação de crédito ruim. Considerando a tendência de as comercializadoras reguladas terem que trabalhar com maiores níveis de inadimplência, é fundamental que isso seja reconhecido pelo regulador na metodologia de cálculos das tarifas.	Vide seção III.4 desta NT.
199	Lemon	A contratação de energia para o mercado regulado deve ser realizada por meio de leilões promovidos pelas próprias distribuidoras de forma que elas tenham estímulos para promover uma contratação eficiente aos moldes do modelo que as permissionárias estão submetidas. Idealmente os subsídios são financiados por impostos específicos ou do próprio tesouro.	Vide seção III.4 desta NT.
200	Light	Conforme resposta ao Quesito 3 acima, as usinas amortizadas do Regime de Cotas teriam sua produção destinada ao ACR. Caso não seja suficiente, uma parte dos CCEVs deve ser separada para o fechamento do balanço energético do momento inicial da abertura. A partir daí o crescimento desse novo ACR deve ser atendido por leilões de capacidade com energia associada, de qualquer fonte, separando lastro e energia, de modo a otimizar os preços, desde que os contratos sejam de menor prazo que os atuais. Eventuais ajustes deverão ser possibilitados através de negociação com o ACL. Importante incrementar os mecanismos de flexibilidade para que o Comercializador Regulado / Distribuidora possa gerenciar de modo eficaz sua contratação, seja em volume tanto quanto preço.	Vide seção III.4 desta NT.
201	LUDFOR	Não deve existir a figura do comercializador regulado.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 120 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.2)	Comentários
202	Neoenergia	A contratação de energia do Comercializador Regulado precisa ser de tal forma que oportunize durante o período de transição uma trajetória progressiva de liberdade para o novo modelo, ou seja, ao final do percurso de transição a Comercializadora Regulada já deveria estar com a quase totalidade e seus contratos substituídos por contratos adquiridos e geridos de forma livre. A contratação das perdas deve ser atribuída ao ente que é responsável por elas, ou seja, passaria a ser papel da Distribuidora _{FIO} se lastrear para cobrir suas perdas. Um aspecto importante a ser avaliado em relação a responsabilidade de contratação das perdas de energia por parte da Distribuidora _{FIO} é a possibilidade de elevação do custo de aquisição da energia, uma vez que, com a separação das atividades D e C e a inexistência de carga ligada diretamente à essa Distribuidora, o montante de energia a ser contratado especificamente para a cobertura destas perdas teria menor representatividade absoluta, bem como seria de difícil previsibilidade a médio/longo prazo. Tal elevação de custo de aquisição de energia elevaria a tarifa referente a cobertura de perdas, bem como amplificaria o impacto das glosas em relação a cobertura reconhecida pela ANEEL, que já são bastante significativas para as Distribuidoras _{Atuais} . Para mitigar esse efeito poderiam ser criados mecanismos de contratação de energia para as Distribuidora _{FIO} , onde haveria preferência dos contratos existentes de menor custo, uma vez que impactariam em todos os consumidores. Alternativamente, poderia ser criada a figura de um comprador centralizado de energia que desonere as distribuidoras de seus contratos, tornando o comprador centralizado responsável por endereçar, inclusive, as sobras de energia vendendo para o mercado livre, por exemplo.	Vide seção III.4 desta NT.
203	Omega	Em primeiro lugar, vale ressaltar que especificamente pela abertura de mercado, no curto prazo, não é necessária nenhuma mudança para o gerenciamento da compra de energia. De toda forma a melhoria no processo de contratação é importante para reduzir a criação de novos contratos legados no longo prazo, reduzindo, assim, os custos de transição, o que é possível já que a segurança de suprimento pode ser garantida com os leilões de reserva. Isto pode ser realizado flexibilizando a contratação (reduzindo prazo dos contratos e a antecipação da contratação e flexibilizando o requisito contratual de subcontratação) e o compartilhamento/descontratação (ex: maior frequência e quantidade de produtos do MVE) de energia para as distribuidoras. Além disso, também é fundamental a elaboração de regras previsíveis e bem definidas para cálculo da sobrecontratação involuntária, cuja percepção das distribuidoras hoje é de elevado risco regulatório. O pagamento de perdas pode continuar a ser feito com base no preço médio dos contratos regulados para cada distribuidora. Caso entenda-se necessário incentivos para minimização do custo de contratação, pode-se utilizar metodologia semelhante ao antigo Valor de Referência (VR) que comparava a eficiência de contratação entre as distribuidoras e dava incentivos para quem contratava melhor.	Vide seção III.4 desta NT.
204	STATKRAFT	Deve ser realizada via leilões, conforme é feito hoje pelas distribuidoras (consideração do estudo de mercado, consumo, preço).	Vide seção III.4 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 121 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
205	ABEEÓLICA, ABRAGE, ABSOLAR e Engie	Sim, é possível a mudança por parte do consumidor. O prazo deve manter coerência com as regras para compra de energia pelo comercializador regulado, de forma a não onerar os demais consumidores regulados. O ideal seria que o prazo fosse curto, por exemplo, 3 meses de carência após declaração de consumidores conectados em tensão menor ou igual a 2,3 kV e 6 meses de carência para consumidores conectados em tensão superior a 2,3 kV. Esses prazos podem ser reduzidos caso haja concordância do comercializador regulado. A ABSOLAR propõe ainda que após a migração inicial, deve-se estabelecer um período de carência mínima de 12 meses para uma nova migração, de forma a evitar uma possível arbitragem de preços entre os dois ambientes.	Vide seção III.4 desta NT.
206	ABGD	Sim, principalmente para os consumidores de pequeno porte. Quanto menor o porte dos consumidores, menor o prazo. Para consumidores do grupo B, entendemos que o retorno deveria ser imediato.	Vide seção III.4 desta NT.
207	ABRACE	Sim, seria importante que agentes que tem a expertise para ser um comercializador regulado delineiem esse prazo mínimo necessário para que o consumidor volte para seu mercado.	Vide seção III.4 desta NT.
208	ABRACEEL	O retorno ao fornecedor anterior deve ser plenamente permitido, sendo essa opção, inclusive, já existente atualmente, embora com restrição de prazos. O que se pretende com a abertura integral não é diferente do que já acontece com os consumidores livres atuais, aos quais é permitido o retorno à condição de atendimento por uma distribuidora, pois se trata de uma opção de escolha, não cabendo, contudo, a obediência a prazos pré-determinados, como hoje. Vale lembrar que o atual prazo de retorno de cinco anos foi estabelecido em função dos mecanismos atuais de gestão contratual das distribuidoras, assim como o prazo para denúncia do contrato cativo de 180 dias. Há espaço para esses mecanismos serem aperfeiçoados e os prazos e custos serem reduzidos, pois a possibilidade de troca de fornecedor torna o mercado mais dinâmico. Ao final, dependerá do desenho que for dado ao comercializador regulado ou SUI.	Vide seção III.4 desta NT.
209	ABRADEE	Hoje o consumidor pode retornar, com prazos de carência de 5 anos, salvo se o agente responsável pela comercialização regulada aceitar o retorno antecipado. Esse prazo pode ser revisitado a depender da flexibilidade do comercializador regulado na gestão de seu portfólio, bem como em função do grau de adequação na alocação de custos de confiabilidade e sobrecontratação no ambiente livre.	Vide seção III.4 desta NT.
210	AcendeBrasil	Caso a contratação regulada seja permanente ("Possibilidade 1"), pode-se admitir o retorno de consumidores livres para o ambiente regulado. Havendo a exigência de contratação com prazo mínimo somada à contratação de capacidade pelo governo, não há necessidade de definição de prazo mínimo do retorno. Caso opte-se pela extinção da contratação regulada ("Possibilidade 2"), não deve ser admitido o retorno à contratação regulada.	Vide seção III.4 desta NT.
211	AES	Sim. Após o cumprimento do seu contrato de suprimento no mercado livre e com aviso prévio de um prazo, como, por exemplo, 3 meses para o Comercializador Regulado antes do início do novo período de suprimento no ambiente regulado. Ou seja, as migrações devem ser permitidas indiscriminadamente desde que o processo conte com a segurança adequada	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 122 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
		para garantia de suprimento do Comercializador Livre ou Regulado. Neste aspecto, gostaríamos de levantar um ponto de atenção que se refere à proteção do consumidor, regida pelo Código de Defesa do Consumidor oriundo da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990. Quando da abertura do mercado para o ramo de telecomunicações, o referido código pautou muitas decisões sobre migrações, troca de fornecedores e cumprimento de contratos e por mais que tenhamos ramos de atividades distintos (telecomunicações e energia), ambos carregam analogia na situação de evolução e abertura de mercado. Por isso, devemos dar atenção ao precedente, que evoluiu e careceu de adaptações respeitando as regras de classe de consumidores em paralelo às regras do novo mercado.	
212	ANACE	Conceitualmente, a contratação de energia nos mercados livre e regulado deve ser uma opção do consumidor. De maneira similar, seu retorno ao mercado regulado também deve ser uma oportunidade a ser explorada pelo consumidor. Há de se considerar prazos mínimos para o retorno ao mercado regulado, considerando o porte do consumidor. Um consumidor que consome, por exemplo, 100 MWh por mês deve ter prazo de retorno ao mercado regulado diferente de um outro que consumo 10.000 MWh por mês. Propõe-se um escalonamento compatível com os prazos contratuais de energia, conforme o volume de compra das distribuidoras, sendo um parâmetro mínimo para retorno ao mercado regulado. Naturalmente, os consumidores de menor porte podem ter um prazo menor para retorno ao mercado regulado. As distribuidoras, ou o comercializador regulado podem receber antes tais consumidores, se tiverem energia disponível para seu atendimento.	Vide seção III.4 desta NT.
213	APINE	Entendemos que pode ser permitida a volta em um prazo de 1 ano de carência após a solicitação para consumidores conectados em tensão menor ou igual a 2.3 KV e 3 anos para consumidores conectados em tensão maior a 2.3 KV ou, em período inferior, caso a distribuidora tenha disponibilidade de energia para atender o consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
214	Casa dos Ventos	Sim, é razoável permitir. A migração poderia exigir um prazo mínimo de 3 meses para consumidores de Baixa Tensão, e prazos entre 6 meses e 18 meses para consumidores de alta tensão, dependendo da demanda da unidade consumidora.	Vide seção III.4 desta NT.
215	CCEnel-RJ e CONACEN	O retorno dos consumidores à condição regulada deverá ser permitido. O prazo para retorno deverá ficar à livre negociação com a distribuidora de energia, sem que seja estabelecida compulsoriedade. O prazo de 05(cinco) anos hoje estabelecido é inócuo, pois não permite ao consumidor uma análise segura para o retorno em prazo tão longo. A prova é o inexpressivo ou inexistente número de manifestações de retorno ao ambiente cativo, feitas historicamente por consumidores. Por outro lado, o encurtamento desse prazo poderá acarretar riscos à distribuidora em relação ao atendimento ao mercado, com a possibilidade de incremento dos custos de contratação, com impacto aos demais consumidores atendidos em ambiente cativo. A distribuidora não poderá requerer à ANEEL qualquer compensação tarifária em decorrência do prazo que for pactuado com o consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
216	CEMIG	Sim, observado o prazo de 5 anos.	Vide seção III.4 desta NT.
217	CHESF	A volta ao Mercado Regulado deve ser permitida a qualquer tempo. E deverá ocorrer de forma automática quando o contrato do consumidor com o seu Varejista expirar e o consumidor não tomar nenhuma atitude para renovação desse contrato ou ação para contratar um novo Varejista. Ou seja, o consumidor deverá estar sob um guarda-chuva de um	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 123 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
		Comercializador Regulado de energia e nunca deverá estar exposto ao preço do mercado <i>spot</i> . Contudo, dada a dificuldade de planejamento dos montantes a serem contratados pelo Comercializador Regulado, em função da migração/retorno dos consumidores a qualquer tempo, os mecanismos de contratação devem ser flexíveis, de modo a permitir um melhor gerenciamento do portfólio. Como sugestão, poderia ser adotado a realização de leilões de ajustes trimestrais para compra de energia, para permitir o ajuste do lastro contratado ao aumento da carga gerado pelo retorno de consumidores.	
218	Comerc	Os consumidores devem ser livres para optar entre estar no ambiente regulado ou no ambiente livre e não deve haver uma limitação sobre a quantidade de vezes que um consumidor pode transitar de um ambiente para outro. O período mínimo de permanência em um ambiente deve ser de 12 meses. A migração do ambiente regulado para o ambiente livre deve ser comunicada à distribuidora com 6 meses de antecedência da data pretendida da migração, e observando o prazo de permanência mínimo de 12 meses. Já a migração do ambiente livre para o ambiente regulado deve respeitar os prazos dos contratos no ambiente livre e ser comunicado ao comercializador regulado com 6 meses de antecedência, considerando que os comercializadores regulados terão várias opções de contratação de energia, nos termos da resposta do item 4.2	Vide seção III.4 desta NT.
219	CONCEL	Sim, deve ser permitido o retorno ao mercado regulado a qualquer tempo, desde que a Distribuidora responsável pelo mercado cativo tenha disponibilidade de energia para fornecer àqueles que quiserem retornar. Todavia, que esse prazo deve ser de um ano, tempo que entendemos ser razoável para mensurar os pontos positivos e negativos, e por fim, decidir se permanece ou se retorna para o mercado regulado.	Vide seção III.4 desta NT.
220	CONCEL-MT e ConEDP-SP	Não tem sentido se falar em volta. Se for o caso, o consumidor deve procurar outro comercializador.	Vide seção III.4 desta NT.
221	ConCEMIG	Entendemos que deve ser permitido ao consumidor do mercado livre retornar ao mercado regulado. Pela regra atual a distribuidora pode exigir uma antecedência de cinco anos para este retorno, de forma a adequar os seus volumes de energia comprada e a comprar para atender a este consumidor que pretende retornar. É permitido à distribuidora aceitar o retorno em prazo menor. Sugerimos que haja um prazo mínimo para retorno ao mercado regulado. Para os consumidores do Grupo A o prazo de cinco anos é adequado. Já para os consumidores do Grupo B deveria se avaliar um prazo menor, talvez dois ou três anos.	Vide seção III.4 desta NT.
222	ConEDP-ES	Sim, deve ser permitido o retorno ao mercado regulado a qualquer tempo, desde que a Distribuidora responsável pelo mercado cativo tenha disponibilidade de energia para fornecer àqueles que quiserem retornar, contudo, se não houver a disponibilidade de energia, o prazo para retorno deve ser mantido em cinco anos, sendo que após esse prazo a distribuidora fica obrigada a admitir todos que quiserem retornar, independente de prévia disponibilidade de energia para atendê-los.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 124 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
223	ConDECEL	Sim, deve ser permitido o retorno ao mercado regulado, sendo que o prazo mínimo necessário para permitir essa volta deve ser de 6 (seis) meses. O prazo hoje vigente, de cinco anos, é extremamente longo e será um grande obstáculo para os pequenos consumidores migrarem para o mercado livre. Uma opção seria ter um prazo diferenciado entre os grandes e o pequenos consumidores.	Vide seção III.4 desta NT.
224	ConElektro	Sim, é de livre arbítrio a tomada de decisão pelo consumidor, devendo haver apenas um período de carência de 12 meses ou multa para retorno imediato.	Vide seção III.4 desta NT.
225	CONSELPA	Cabe lembrar que para a grande maioria dos consumidores que, eventualmente, possam migrar para o mercado livre, esse é um território desconhecido, mesmo com algum grau de orientação não domina o processo de negociação, até porque sempre viveu em ambiente regulado onde as tarifas eram impostas e não possuía poder algum de negociação. Em razão disso é altamente admissível que se permita o seu retorno. Poderia ser permitido um período para “degustação” no qual estaria aprendendo o funcionamento do sistema, conseguindo efetivamente mensurar os prós e contras, e aí, decidir se permanece ou retorna ao mercado regulado. Esse período ou prazo mínimo deveria ser de um ano, porque terá a oportunidade de comparar mês a mês suas contas atuais e anteriores.	Vide seção III.4 desta NT.
226	COPEL	Deve-se permitir o retorno dos consumidores ao mercado regulado, inicialmente, nos prazos praticados atualmente. Contudo, na hipótese de alterações na regulamentação vigente referente à contratação e à gestão do portfólio, pode-se considerar o retorno do consumidor a qualquer tempo.	Vide seção III.4 desta NT.
227	COPREL	Não deverá haver mercado atendido pela distribuidora. Este consumidor poderá ser atendido por uma comercializadora varejista.	Vide seção III.4 desta NT.
228	CPFL	O consumidor que optar pela migração deverá observar os prazos contratuais firmados com o comercializador varejista. Após o fim desse prazo, o CRE poderá absorver o consumidor novamente, mediante aviso prévio de 30 dias. Em caso de exceções, como na falência do comercializador varejista, o CRE deverá assumir o consumidor automaticamente até nova designação de comercializador varejista pelo consumidor, sob tratamento tarifário específico para mitigar o risco ao CRE.	Vide seção III.4 desta NT.
229	Dinamo	Não. Entendemos que o retorno para o mercado regulado se daria exclusivamente por “traumas” no mercado livre (minimizados por meio da regulação dos gestores), diferença de custo financeiro (o que não é esperado com um desenho de mercado robusto) ou complexidade das regras, sendo este último ponto de suma importância. Defendemos que o foco do desenho do novo mercado seja a liberalização do mercado, com especiais esforços para sua simplificação. A contratação de energia elétrica deve ser tão simples e farta de opções quanto a contratação de linha telefônica. O mercado regulado deve ser atendido por supridores de última instância (ainda que tal papel seja exercido pela Distribuidora) e ser reservado a consumidores específicos, conforme respostas anteriores.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
230	EDP	Propõe-se que a migração seja compulsória ao mercado livre, sem possibilidade de retorno.	Vide seção III.4 desta NT.
231	ELETROBRAS	Sim. A qualquer tempo. O consumidor deverá estar sob um guarda-chuva de um Comercializador Regulado de energia e nunca deverá estar exposto ao preço do mercado spot. Contudo, dada a dificuldade de planejamento dos montantes a serem contratados pelo Comercializador Regulado, em função da migração/retorno dos consumidores a qualquer tempo,	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 125 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
		os mecanismos de contratação devem ser flexíveis, de modo a permitir um melhor gerenciamento do portfólio. Como sugestão, poderia ser adotado a realização de leilões de ajustes trimestrais para compra de energia, para permitir o ajuste do lastro contratado ao aumento da carga gerado pelo retorno de consumidores.	
232	Enel	A volta ao mercado cativo deve ser possível. Porém, após uma primeira mudança entre os mercados livre e cativo, deve se estabelecer um período de carência mínima de 12 meses para uma nova migração, independentemente de para qual mercado o consumidor desejar retornar. Essa carência visa evitar uma possível arbitragem de preços entre os dois ambientes.	Vide seção III.4 desta NT.
233	Energisa	Caso o consumidor entenda que o custo-benefício do mercado livre não lhe atende, este poderia optar por voltar a ser cativo, sendo atendido pelo CRE. Neste caso, a definição do tempo mínimo exato para notificar sua intenção de retornar irá depender da flexibilização de regras de contratação de energia deste agente, uma vez que as opções de contratação devem ser compatíveis com este período mínimo, para que o CRE possa nivelar o seu portfólio a partir dos ajustes esperados na Carga. De forma análoga à metodologia atual, inicialmente entende-se que a regra poderia prever a antecedência de 2 (dois) anos para este retorno voluntário, podendo este período ser reduzido a critério do CRE. A Energisa ainda entende que poderia ser facultada uma opção adicional de retorno ao atendimento do CRE em prazo inferior ao regulado mediante o pagamento de uma tarifa diferenciada (sobrepço), especificamente para os consumidores que (ii) optarem por voltar para o ACR e (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
234	Equatorial	Não será permitido o retorno ao CRE por opção do consumidor, apenas em circunstâncias de desligamento do supridor.	Vide seção III.4 desta NT.
235	Essenz	Apesar da crença de que a migração dos consumidores do Grupo B para o mercado livre não deva ser compulsória, deve ser adotado um conjunto de normas que induza o crescimento do mercado livre e, por consequência, a gradativa redução do ambiente de contratação regulada. Neste sentido, uma primeira medida necessária é a vedação da possibilidade de retorno ao mercado regulado após a opção de migração para o mercado livre. Adicionalmente, deve ser estabelecido que todas as novas unidades consumidoras devem ser pertencentes ao mercado livre, sendo esta diretriz extensiva a unidades consumidoras que trocarem de titularidade. Em linhas com esta abordagem liberalizante, recomenda-se que o exercício da função de supridor de última instância não esteja a cargo dos comercializadores regulados. Caso algum comercializador esteja em dificuldades financeiras e tenha suas atividades suspensas, sua carteira de consumidores seria provisoriamente transferida para comercializadores que demonstrem interesse nesses consumidores. Dentro de um prazo de 30 dias, estes consumidores necessitariam estabelecer novos contratos de suprimento com um comercializador. Entretanto, além de incitar a migração para o mercado competitivo, é preciso criar condições para que este mercado seja efetivamente dinâmico, competitivo e composto por agentes com robustez financeira. Observa-se, assim, a importância da definição das bases de participação neste mercado e das diretrizes de governança a serem implementadas. Com vistas a incitar um maior número de players competindo no mercado, parte-se do princípio que não deve existir nenhuma objeção à atuação dos comercializadores em nível nacional. Dado que a atividade de comercialização de energia para consumidores do Grupo B não está associada ao manejo de ativos físicos de rede, não se identifica nenhum obstáculo relevante a esta opção. Em	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.

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

(Fl. 126 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
		<p>contrapartida, visando garantir a solvência do setor, o processo de autorização para atuação neste mercado deve contemplar além de atestado de capacitação técnica, exigências quanto a garantias financeiras. Ademais, é desejável que o processo de licenciamento considere o envio de minutas de modelos de contratos a serem firmados com os consumidores. Ao mesmo tempo e em linhas com o arcabouço legal de direitos dos consumidores, é essencial que as condições comerciais sejam extremamente claras e de fácil compreensão. Nestes termos, é primordial que no momento de estabelecimento do contrato sejam explicitadas questões como prazos de carência e eventuais taxas para troca de comercializador. Ainda no âmbito da transparência das relações com consumidores, recomenda-se que os consumidores sejam informados com 30 dias de antecedência sobre o fim de seus contratos. A partir desta informação, o consumidor poderá decidir se quer trocar de comercializador, trocar de plano mantendo seu supridor ou meramente manter as condições do contrato vigente. Caso não haja manifestação por parte do consumidor, o comercializador estará autorizado a renovar o contrato de forma automática. Concomitantemente ao estabelecimento de diretrizes que busquem promover a competição nos mercados varejistas, é preciso o acompanhamento da efetividade da liberalização do Grupo B. Observa-se, assim, a necessidade do estabelecimento de métricas que permitam o monitoramento de como a competição nos mercados varejistas está ocorrendo. Além da mensuração do nível de concentração do mercado, realizado por meio do acompanhamento contínuo de índices de concentração, é fundamental que existam meios de se avaliar o crescimento do mercado livre, através da entrada de novos players. Neste sentido, nota-se a relevância da presença tanto do monitoramento do número de consumidores ainda atendidos por tarifas finais reguladas como do market share das comercializadoras pertencentes às tradicionais holdings do setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, é imperativo que existam indicadores da variedade de produtos/ofertas disponíveis no mercado, assim como de métricas relativas ao percentual de consumidores com acesso à informação para tomada de decisão. No mais, considerando que mercados dinâmicos se caracterizaram por taxas elevadas de troca de comercializador, é vital a presença de indicadores que mensurem as taxas de migração dos consumidores. Essa análise deve contemplar taxas globais, mas também recortes específicos que permitam um melhor entendimento da dinâmica do mercado. Por exemplo, deve ser observado o percentual de consumidores que optaram por deixar de ser atendidos pelos cinco maiores comercializadores, bem como o percentual de consumidores que fizeram o caminho inverso. Ademais, deve ser monitorada as trocas de plano por parte do consumidor dentro da mesma comercializadora.</p>	
236	Furnas	<p>Sim; entendemos que um deve ser estabelecido um prazo adequado para o retorno após estudo e manifestações das distribuidoras, sendo facultado ao supridor do ACR aceitar esse retorno em prazo inferior ao previsto ao que for determinado na regulação. Ademais, para evitar ida e volta frequentes, o consumidor que escolher migrar deve permanecer no mínimo 1 ano no ambiente que tenha acabado de migrar.</p>	Vide seção III.4 desta NT.
237	Lemon	<p>Sim. O prazo para retorno deve ser o mesmo da adesão de um consumidor regular novo acessante.</p>	Vide seção III.4 desta NT.
238	Landis+Gyr	<p>Entendemos que sim, porém, é provável que o consumidor que migre estabeleça um contrato com o novo comercializador/fornecedor por um período mínimo. Este período mínimo inclusive pode ser justificado para amortizar</p>	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 127 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.3)	Comentários
		eventuais custos arcados pelo novo supridor. Assim como outros serviços de varejo no Brasil, por exemplo, telefonia celular, pode ser razoável considerar um período mínimo de 12 meses para que o consumidor opte por retornar ao mercado regulado. Observamos em outros países, onde a Medição Inteligente já foi implantação pela empresa de distribuição (empresa fio), esse período mínimo para troca de supridor no mercado livre varia entre 01 e 36 meses e tem impacto no preço final do kWh contratado. No estado do Texas, 100% dos clientes devem optar por um comercializador. Para viabilizar essa transição, a agência regulatória local determinou a implantação de Medição Inteligente (AMI) para todos os consumidores. Na região de Dallas, o projeto iniciou-se em 2008 e foi finalizado em 2012. Outro exemplo interessante é no estado de New York, onde a empresa concessionária (incumbent) também participa do ambiente competitivo.	
239	Light	Atendendo os requisitos dos itens 4.1 e 4.2, não haveria óbice para o retorno ao ACR. O comercializador regulado, a partir da possibilidade de gestão de seu portfólio, poderá oferecer tarifas competitivas que favoreça o retorno do consumidor. Este caso contribui para estimular a eficiência dos demais comercializadores do mercado livre.	Vide seção III.4 desta NT.
240	LUDFOR	A longo prazo, não deve existir o mercado regulado. Seguindo o modelo de mercados abertos no mundo, uma vez que há possibilidade do consumidor migrar ao Mercado Livre este deve permanecer neste ambiente.	Vide seção III.4 desta NT.
241	Neoenergia	Conforme já indicado no item ii da questão 4.1, durante o período de transição ao migrar para o ACL o consumidor só poderia retornar de imediato de acordo com aceitação por parte da Comercializadora Regulada, caso contrário teria que cumprir o prazo mínimo a ser estabelecido observado o grau de liberdade de contratação imposto à Comercializadora Regulada no período. É importante que ao se buscar estabelecer tal regra se perceba a relação direta existente entre prazo mínimo para retorno e a regra imposta para a Comercializadora Regulada no tocante a gestão do seu portfólio contratual. Alternativamente pode-se oferecer ao consumidor a opção de retorno imediato em caso de negativa da Comercializadora Regulada, desde que o mesmo esteja disposto a assumir os custos de implicação cujo cálculo precisa está claramente definido por meio de regra. Passada a transição o consumidor terá que transitar entre as Comercializadoras Varejistas atuantes naquela área de concessão. Caso não consiga firmar um contrato com algum fornecedor seria recepcionado pela Comercializadora de Última Instância.	Vide seção III.4 desta NT.
242	Omega	Num primeiro momento não há necessidade de revisão das regras de retorno ao ambiente regulado prevista no Decreto nº 5.163/04 (5 anos com redução possível a critério da distribuidora). Com a ampliação do ambiente de contratação livre, pode-se definir a função de supridor de última instância (dentro da própria distribuidora) para o qual só são elegíveis determinados tipos de consumidores (ex: baixa-renda, BT com consumo abaixo de xx kWh/mês, consumidores cujo comercializador varejista foi desligado da CCEE, novas ligações, etc).	Vide seção III.4 desta NT.
243	STATKRAFT	Sim, conforme é permitido nas condições vigentes.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 128 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
244	ABEEÓLICA, Dinamo e STATKRAFT	Sim. Deve-se seguir os requisitos legais vigentes para a comercialização de energia.	Vide seção III.4 desta NT.
245	ABGD	Não, conforme modelo atual, deve haver separação entre Comercialização, Distribuição, Transmissão e Geração. Com isso, ocorre uma maior mitigação dos riscos envolvidos no processo.	Vide seção III.4 desta NT.
246	ABRACE	A distribuidora terá que separar as atividades de fornecimento de energia e fio, e caso deseje ser um comercializador regulado esta poderá realizar tal serviço. Assim teremos vários comercializadores suprindo energia para os consumidores que desejarem, a figura do comercializador regulado para aqueles que não desejarem migrar, e outra empresa da distribuidora provendo o serviço do fio. Para o fornecimento de energia, deve-se estudar a criação de um único comercializador regulado ou várias figuras deste agente só que cada um representando uma região específica.	Vide seção III.4 desta NT.
247	ABRACEEL	Sim, pode, pois atualmente já é realizado pelas próprias distribuidoras. As eventuais alterações dependem do desenho que for dado ao comercializador regulado ou SUI.	Vide seção III.4 desta NT.
248	ABRADEE e Energisa	Como detalhado anteriormente, o serviço de comercialização de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras ou por um CNPJ distinto, desmembrado da concessionária responsável pela rede (A regulação poderia prever a renúncia, pelo controlador da distribuidora, da prestação do serviço de comercialização regulada desmembrado. Nesse caso, outro agente seria selecionado para assumir essa função). Porém, em qualquer cenário deve-se corrigir as assimetrias entre os ambientes regulado e livre e os subsídios atuais entre atividades de distribuição e comercialização, além de se neutralizar custos decorrentes desta atividade atualmente repassados aos acionistas, como a diferença entre os custos financeiros regulatoriamente reconhecidos da CVA e os custos reais de se financiar descasamentos de caixa. Não há necessidade de se alterar leis ou contratos para que a distribuidora exerça o papel de comercializador regulado, tendo em vista que ela exerce atualmente esse papel. Não obstante, entende-se recomendável avanços na separação regulatória e contratual das atividades, ainda que mantidas, num primeiro momento, sob o mesmo CNPJ (como nos casos de empresas com Geração e Transmissão, que possuem regulações separadas).	Vide seção III.4 desta NT.
249	ABRAGE e Engie	Sim, pelas próprias distribuidoras locais. Em termos de alterações contratuais, deve haver a adequação dos contratos de concessão por meio de aditivos.	Vide seção III.4 desta NT.
250	ABSOLAR	Sim, mas não necessariamente. Atualmente as distribuidoras já são autorizadas a prestarem esse serviço, não sendo, portanto, necessário qualquer alteração legal ou contratual. No entanto, ao pensar na figura de um supridor de última instância, a ABSOLAR entende ser relevante garantir que sua estrutura organizacional e financeira sejam robustas o suficiente para cumprir seu papel.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 129 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
251	AcendeBrasil	Sim, a proposta é que a comercialização regulada seja realizada pelas próprias distribuidoras, embora seja possível realizar licitações para a concessão da comercialização por outros agentes. Ressalte-se que os consumidores estariam livres para optar por outro comercializador em qualquer momento.	Vide seção III.4 desta NT.
252	AES	Sim. Sobre as alterações legais e/ou contratuais, deve-se ter atenção à flexibilização da sobrecontratação bem como meios para comercialização de tais sobras.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
253	ANACE	Não. No caso de optar-se pela introdução da comercialização regulada, esta deve ser exercida por empresa distinta da Distribuidora, sujeita a menores proteções que as distribuidoras de energia. Essas empresas devem, na medida do possível, serem submetidas a riscos maiores de mercado, tendo que zelar por seus resultados e políticas de suprimento. Algumas das alterações regulatórias necessárias seriam: regras para o desmembramento das atividades de comercialização para outra empresa; ajustes nas regras para o relacionamento comercial com os consumidores; ajustes nas regras dos leilões para possibilitar a contratação de energia.	Vide seção III.4 desta NT.
254	APINE	Sim, esse serviço pode ser mantido pelas próprias distribuidoras. Em relação às alterações, destacamos a regulamentação da separação entre fio e energia, modernização da tarifa, aprimoramentos regulatórios relativos aos mecanismos para ajuste da sobrecontratação das distribuidoras, neutralização de impactos, para os consumidores que não migrarem, de uma eventual migração em massa, etc.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
255	Casa dos Ventos	O serviço de comercialização regulada pode ser realizado pelo mesmo grupo econômico da distribuidora, mas através de outra pessoa jurídica, desde que esta relação não se mostre prejudicial para os comercializadores livres.	Vide seção III.4 desta NT.
256	CCEnel-RJ e CONACEN	Não. Desvirtuaria a razão de existir das distribuidoras, que é o de transporte da energia ao consumidor, pelo qual são remuneradas legalmente (investimentos remunerados na Parcela B da receita). O comercializador regulado deverá ser um outro agente, com características específicas a serem definidas em Comando Legal e em regulamento da ANEEL, que substituiria o atual comercializador varejista.	Vide seção III.4 desta NT.
257	CEMIG	A melhor alternativa é aquela onde a própria distribuidora é a prestadora do serviço de comercialização regulada, porém com modelo de regulação separada, onde cada atividade, fio / energia, possui suas regras, custos, riscos e receitas segregados, embora prestados pela mesma empresa ou grupo econômico.	Vide seção III.4 desta NT.
258	CHESF	Sim. A alteração mais importante será a separação contábil das contas das distribuidoras do comercializador regulado (CNPJ distintos) que elas vierem a criar.	Vide seção III.4 desta NT.
259	Comerc	O serviço de comercialização regulada pode ser prestado pelas próprias distribuidoras ou por outras empresas habilitadas para essa finalidade, que serão sujeitas à fiscalização e regulação da Aneel. Os contratos devem ser termos de adesão conforme modelo regulado do Contrato de Compra de Energia Regulada, previsto no art. 29 da REN Aneel nº 414/2010. Será necessária inovação regulatória para que sejam estabelecidos os critérios de habilitação de empresas que queiram prestar o serviço de comercializador regulado, bem como os parâmetros de monitoramento e fiscalização desses agentes. Será necessária inovação regulatória para previsão do supridor de última instância, cuja operacionalização poderá ser	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 130 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
		detalhada em regulamentação da Aneel. Será necessária alteração legislativa para permitir a compra de energia elétrica pelos comercializadores regulados em leilões individuais e consequente regulamentação da Aneel para homologação dos contratos firmados nesses leilões.	
260	CONCEL	Entendemos que pode ser realizado pelas próprias distribuidoras. Contudo, há a necessidade de preservar o poder de competitividade nas regras do mercado livre, onde o consumidor poderá ter o livre arbítrio para escolher os melhores preços e a qualidade do serviço.	Vide seção III.4 desta NT.
261	CONCEL-MT, ConEDP-ES, ConEDP-SP e ConDECEL	Não vemos problema nisto, basta separar o que é “fio” do que é energia e resolver o problema dos contratos legados pelas distribuidoras.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
262	ConCEMIG	Sim, poderia. Conforme resposta da pergunta 4.1: uma alternativa é que as distribuidoras possam atuar também como comercializador regulado, atendendo os consumidores acima elencados. Nesta hipótese, é essencial que as atividades de distribuição e comercialização regulada sejam inteiramente separadas do ponto de vista econômico-financeiro e contábil, inclusive com a aplicação da tarifa binômia. Quanto à questão dos subsídios, entendemos que eles devam ser progressivamente eliminados. Para as situações em que se deseje manter algum subsídio que sustente política pública considerada essencial, ele deve ser retirado das tarifas e bancado pelo Tesouro Nacional.	Vide seção III.4 desta NT. As definições sobre subsídios tarifários dependem de políticas públicas, que poderiam vir a ser reavaliadas.
263	ConElektro	Os contratos deverão permanecer os mesmos do ACR.	Vide seção III.4 desta NT.
264	CONSELPA	Há que se considerar que a migração, dependendo da quantidade de unidades consumidoras e dos valores em kWh que isso representa pode causar perdas nesse processo. A opção de as próprias distribuidoras terem a possibilidade de realizar o serviço de comercialização regulada de energia deve ser permitido. Deve-se reforçar os mecanismos regulatórios para preservar o poder de competitividade nas regras do mercado livre, evitando cartelização, cujos melhores e mais baratos preços deverão ser disputados em função da qualidade, da disponibilidade de energia, da garantia de fornecimento, da tecnologia colocada a serviço do consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
265	COPEL	As distribuidoras podem exercer o serviço de comercialização regulada de energia. Em um contexto geral, as alterações devem seguir um cronograma com base em datas e ações, discutindo de forma clara e objetiva as relações contratuais, os responsáveis pela centralização de contratos, o tratamento dos contratos legados, como se dará a expansão do sistema (lastro x energia), acompanhado de regulamentação que sustente as propostas de alterações.	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
266	COPREL	A figura jurídica da atual distribuidora não poderá fazer o serviço de comercialização de energia. Deverá ser criada uma empresa específica para esta função, que deverá atender obrigatoriamente todos os consumidores cativos existentes da distribuidora e novos entrantes, que não optarem pelo ACL, de modo que estes consumidores não fiquem desassistidos por seu pequeno porte.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 131 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
267	CPFL	Atualmente, as Distribuidoras já prestam o serviço de comercialização regulada de energia, logo, entende-se que não há necessidade de se promoverem alterações contratuais ou legais para tanto. O questionamento adequado, portanto, deveria indagar se essa situação está adequada. Sob o ponto de vista da CPFL, evidenciado nesta contribuição, este fato gera relevantes distorções. Por um lado, nesse modelo, há alocação imprópria de custos entre os ambientes regulado e livre, pois a Distribuidora incorre em diversos custos para gestão de seu portfólio, exclusivamente para atendimento do mercado regulado, que são remunerados a níveis eficientes através dos custos operacionais regulatórios e cobrados de todos os consumidores. Por outro lado, a Distribuidora incorre em riscos na gestão de seu portfólio, notadamente a exposição ao mercado de curto prazo nas sobras e déficits contratuais, sem que exista qualquer contrapartida para tanto. Portanto, defende-se aqui a busca pela racionalidade e eficiência do modelo através da separação de atividades de Distribuição e Comercialização de energia.	Vide seção III.4 desta NT.
268	EDP	O SUI será inicialmente um braço da distribuidora, herdando as equipes e <i>know how</i> , havendo apenas a separação contábil. Posteriormente, com a separação total, pode-se evoluir para a ocorrência de um leilão para definir quem exerceria a atividade do SUI.	Vide seção III.4 desta NT.
269	ELETOBRAS e Furnas	Sim. Todavia, a comercialização regulada de energia não deve ser limitada apenas às distribuidoras. Deve-se estabelecer mecanismos que promovam a entrada de novos comercializadores, que atendam a requisitos para atuação no ACR. A distribuidora deveria demonstrar que, através de indicadores de esforço elevados, sua performance na revenda de energia realizou-se no maior preço possível. Comprovando-se isso, valores de revenda acima do P_{mix} seriam parcialmente capturados pela própria distribuidora e parte seria revertida à modicidade dos consumidores. Caso parte desta venda de energia seja inferior ao P_{mix} , a distribuidora poderia compensar sua perda na tarifa do fio através de encargo. Assim, caso a boa performance da distribuidora não se configurasse através dos indicadores de revenda, esta não seria ressarcida e arcaria com o prejuízo (risco).	Vide seções III.3 e III.4 desta NT.
270	Enel	Por se tratar de uma atividade prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, estas devem ter a prerrogativa da sua execução. Caso a distribuidora abra mão desta prerrogativa, pode ser exercida por uma empresa distinta, mediante a processo concorrencial com requisitos claros e isonômicos para participação. Ressalta-se que, uma vez que serviço de comercialização regulada deve ser precedida da separação das atividades de fio e energia, conforme destacado na pergunta 4, num primeiro momento, um aditivo ao contrato de concessão, pode ser necessário. Por outro lado, não se vislumbra a necessidade de alteração legal, uma vez que os atuais contratos de concessão já possuem a permissão para tal.	Vide seção III.4 desta NT.
271	Equatorial	Sim. Esse é o desenho atual. Todavia, por todo o exposto nesta contribuição, para que o benefício social da abertura do mercado de energia seja maximizado, é preciso proceder a alocação do serviço de comercialização regulada de energia em um agente distinto, inclusive com estrutura tarifária distinta. Ademais, propõe-se que os subsídios tarifários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), irrigantes e iluminação pública, notadamente, sejam transferidas para a TUSD, promovendo a abertura total do mercado.	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 132 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
272	Essenz	Não se recomenda, vide a necessidade de total separação entre as atividades de provimento do serviço fio e de comercialização de energia.	Vide seção III.4 desta NT.
273	Lemon	As distribuidoras já desenvolvem serviços típicos da iniciativa privada tendo acesso à dados que lhes oferecem vantagem no âmbito da iniciativa privada, o acesso a informações de consumo de energia, faturamento, carregamento de rede, devem ser de acesso público e irrestrito. Caso as informações não sejam públicas, as empresas concessionárias de distribuição não podem atuar em atividades de comercialização de energia por ter vantagem desproporcional. É impossível fiscalizar a transferência de informações que não estão disponíveis a outros players para empresas do mesmo grupo econômico ou empresas em que a concessionária possua composição acionária. Esse fato é sensível e deve-se prever sanção regulatória proporcional à vantagem econômica obtida.	Fora de escopo do questionamento 4.4. Vide seção III.10 desta NT.
274	Landis+Gyr	Consideramos importante separar as atividades econômicas entre comercialização e distribuição. Assim, a comercialização regulada deve se constituir através de uma nova empresa, mesmo que vinculada à um grupo empresarial que detenha outras atividades do setor, como distribuição, transmissão e/ou geração.	Vide seção III.4 desta NT.
275	Light	Sim. As alterações legais poderão refletir o provimento de energia em última instância, o suprimento pelo portfólio de usinas amortizadas (Regime de Cotas) e públicas (Itaipu, nucleares), a possibilidade de desverticalização entre distribuição e comercialização regulada (contábil/Regulatória e/ou contratual), a forma de remuneração regulada pelo serviços de Agregador de dados e agente de medição do ACL, obrigação de transparência da base de dados de consumidores (análogo ao open banking), modelo de tarifa de uso do sistema para baixa tensão, etc. A comercialização regulada deve ser realizada inicialmente exclusivamente pela distribuidora detentora do contrato de concessão, que deverá ser adaptado de modo a permitir ambos os serviços. O contrato deverá separar os custos, riscos e remunerações de ambas as atividades. Tendo em vista que é uma atividade regulada, haveria a possibilidade de que ganhos que superem uma meta contratual, apurados periodicamente, possam ser revertidos aos seus consumidores.	Vide seção III.4 desta NT.
276	LUDFOR	Não, em função de conflitos de interesses. O papel da distribuidora deverá ser a gestão de seus ativos e entrega física de energia apenas, ficando o papel de comercialização para agentes com essa finalidade.	Vide seção III.4 desta NT.
277	Neoenergia	Entende-se que o serviço de comercialização regulada de energia não deveria ser realizado pelas próprias Distribuidoras ^{SAtuais} , pois para o bom funcionamento do novo modelo do setor as atividades de D e C devem ser separadas e cada agente deve ter sua remuneração estruturada de acordo com sua atividade fim. Isso permitiria não só que cada ente pudesse focar seus esforços na melhoria da prestação do serviço que lhe cabe como também direcionar investimentos em tecnologias capazes de desenvolver novos produtos. Além disso, a literatura própria do setor aponta como desejável a adoção do modelo de concorrência onde o negócio assim o permita. Sendo assim, se por um lado a distribuição de energia se configura como monopólio natural, de outro, a comercialização não é, devendo, portanto, tal atividade ser conduzida ao modelo de concorrência, sujeitando os consumidores aos benefícios já conhecidos quando se tem vários agentes econômicos tentando cativar clientes ora por preço, ora por produto, serviço, diferencial tecnológico etc. Com relação as alterações legais necessárias para a devida separação de D e C tem-se toda a gama de instrumentos	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 133 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.4)	Comentários
		regulatórios que dão suporte ao atual modelo e que, portanto, precisarão ser revisados: contrato de concessão, leis, decretos e publicação de regulamentos e normas sobre as novas regras do setor.	
278	Omega	A comercialização regulada, separada da distribuidora, não é requisito para abertura de mercado. Desta forma, sem qualquer alteração legal ou contratual as distribuidoras podem continuar exercendo a função de “comercializador regulado”.	Vide seção III.4 desta NT.

4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.5)	Comentários
279	ABEEÓLICA, ABRAGE, ABSOLAR, APINE, CCEnel-RJ, CEMIG, CHESF CONACEN, CPFL, EDP, ELETROBRAS, Enel, Engie, Equatorial, Essenz e Furnas	Não. Cria complexidades e distorções de mercado sem benefício coletivo. Deve-se evitar a qualquer custo essa situação híbrida por unidade consumidora, dado que traz uma série de complexidades operacionais tanto para o supridor do ACL, distribuidora e CCEE, sem que haja uma clara criação de valor. A opção só é válida caso se trate de outra unidade consumidora. No modelo atual a figura do consumidor parcialmente livre não vingou e não existem motivos para vingar para consumidores de menor porte. A complexidade do desenho regulatório necessário para acomodar esses casos não justifica a sua criação. A figura do consumidor parcialmente livre acarreta complicações operacionais para todos os agentes envolvidos, além de facilitar possíveis arbitragens de preço indesejáveis para um mercado 100% liberalizado e estável.	Vide seção III.4 desta NT.
280	ABGD	Sim. Permite ao consumidor reduzir os seus riscos de exposição ao mercado livre.	Vide seção III.4 desta NT.
281	ABRACE	Se houver alguma restrição que faça com que o consumidor tenha que ter parte da energia atrelada ao ACL e parte ao ACR, sim.	Vide seção III.4 desta NT.
282	ABRACEEL	Fazendo a ressalva já mencionada aos termos ACL e ACR, que perdem sentido, entende-se que a pergunta se refere à possibilidade de um consumidor ser atendido por mais de um fornecedor. A resposta obviamente é sim, tendo em vista que atualmente isso já ocorre e é permitido. O consumidor tem o direito de exercer sua opção de escolha, seja ela qual for. Caso o consumidor deseje ser atendido parcialmente por um comercializador regulado e outro de mercado, ele deve poder fazê-lo.	Vide seção III.4 desta NT.
283	ABRADEE e	A REN nº 376/2009 estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre e outras providências, detalhando o tratamento a ser dado ao consumidor	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 134 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.5)	Comentários
	Energisa	Parcialmente Livre. Para cargas pequenas, não é recomendável para fins de faturamento e medição que existam dois fornecedores responsáveis para uma mesma carga. Os arranjos contratuais podem não ser mutuamente conhecidos, de modo que a alocação de riscos pode operar em desfavor de quem tem a obrigação de atuar como comercializador regulado. Atualmente, o portfólio de consumidores do Grupo Energisa mostra que esta é uma opção escolhida por um conjunto bastante reduzido de consumidores. Destaca-se, porém, que o processo atual prevê o registro periódico na CCEE dos volumes de energia contratados junto à distribuidora por meio do CCER, para que estes sejam abatidos da contabilização do mercado livre. Há ainda tratamento específico na medição, para que seja segmentada a parcela do consumidor relativa ao CCER, sendo esses montantes tratados como carga da distribuidora para fins de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, do restante de seu consumo, a ser contabilizado no mercado livre. A análise do processo atual demonstra que a manutenção desta regra, em meio migração em massa de consumidores, cada vez com menor demanda, poderá acarretar custos de transação elevados, tanto para a CCEE quanto para a distribuidora.	
284	AcendeBrasil	Para os consumidores de pequeno porte (carga menor de 500 kW) recomenda-se que seu suprimento seja feito por um único comercializador varejista, pois o suprimento por múltiplos fornecedores eleva substancialmente a complexidade da comercialização. O suprimento por múltiplos agentes exigiria a explicitação de qual(is) comercializador(es) ficaria(m) com a carga firme (montante explicitado) e qual comercializador ficaria encarregado de atender à carga residual que resulta em exposições no mercado de curto prazo em função de variações da carga. Também seria necessário prever ajustes na remuneração do comercializar responsável pela carga residual em função da parcela firme contratada de outro(s) comercializador(es) pois, quanto menor a carga residual, maior é a variação percentual da carga assumida por esse comercializador.	Vide seção III.4 desta NT.
285	AES	Em teoria, sim, uma vez que atualmente esse tipo de fornecimento parte no ACL e parte no ACR já é previsto e permitido. No entanto, deve-se observar aqui o ponto inicial de facilidade para os consumidores incluindo, por exemplo, a padronização de uma fatura única, o que pode ser mais difícil com esse atendimento em mercados distintos.	Vide seção III.4 desta NT.
286	ANACE	A prática do mercado mostrou que cabe aos consumidores gerir o seu portfólio, abrangendo a opção pelo atendimento parcial.	Vide seção III.4 desta NT.
287	Casa dos Ventos	Caso se trate de unidades consumidoras diferentes, é possível que parte delas esteja no ACL e parte no ACR. Contudo, não é razoável permitir que uma mesma unidade consumidora tenha fornecimento do ACL e do ACR. A unidade consumidora seria enquadrada como ACL ou ACR, sendo que exclusivamente para os consumidores residenciais poderia se analisar a migração para o ACR automaticamente caso ele deixasse de ter contrato ACL.	Vide seção III.4 desta NT.
288	Comerc	Se por um lado a gestão da compra de energia elétrica parte no ACL e parte no ACR é complexa por outro pode dar a possibilidade aos consumidores por testarem o ACL com uma parte da carga e, posteriormente, decidir em se manter em um ou nos dois ambientes. Entretanto, sendo possível o retorno da carga para o ACR, conforme sugerido no item 4.3, a	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 135 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.5)	Comentários
		opção de convivência nos dois ambientes deveria ser vedada para todos os consumidores conectados em Baixa Tensão e Alta Tensão.	
289	CONCCEL	Entendemos que essa opção só deve ser disponibilizada, se as unidades consumidoras forem diferentes.	Vide seção III.4 desta NT.
290	CONCEL-MT	O mercado livre como funciona hoje já amadureceu e não tem muito sentido em ser parcialmente livre.	Vide seção III.4 desta NT.
291	ConCEMIG	É razoável dar esta opção ao consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
292	ConEDP-ES e ConEDP-SP	Entendemos que essa opção não seja viável, diante da dificuldade da medição do consumo entre um e outro, em especial para os consumidores residenciais.	Vide seção III.4 desta NT.
293	ConDECELT	Sendo tecnicamente viável atender neste formato, inclusive em relação à mediação do consumo de um e outro, entendemos que seja razoável essa permissão.	Vide seção III.4 desta NT.
294	ConElektro	Isso deverá ser possível desde que os sistemas técnicos possam permitir. Exemplo: 300 kWh contratados no ACL. Caso seja consumido pelo cliente 350 kWh, os 50kWh excedentes poderiam ser faturados no ACR.	Vide seção III.4 desta NT. De acordo com a regra atual (REN 376/2009), os 50kWh excedentes seriam faturados no ACL.
295	CONSELPA	Se forem, principalmente, unidades consumidoras diferentes essa opção deve ser disponibilizada. Entretanto, dependendo do caso como de algumas propriedades rurais onde há uma diferenciação entre a parte da propriedade dedicada à produção agropecuária e outra que se restringe à residência do proprietário ou posseiro, também é razoável que haja essa dicotomia. Afinal, por analogia, no sistema atual ao se analisar a alternativa de permitir gozar dos benefícios tarifários, essa diferenciação ocorre.	Vide seção III.4 desta NT.
296	COPEL, COPREL e STATKRAFT	Pode-se permitir esse tipo de fornecimento mediante manutenção das condições atuais.	Vide seção III.4 desta NT.
297	Dinamo e LUDFOR	Não, pois a longo prazo todos os consumidores devem poder escolher seu fornecedor livremente.	Vide seção III.4 desta NT.
298	Lemon	Essa decisão deve ser exclusivamente do consumidor.	Vide seção III.4 desta NT.
299	Landis+Gyr	Considerando que será criado um comercializador regulado, separado da distribuidora, sim é razoável dar esta opção ao consumidor. Seria mais uma possibilidade de venda interessante ao consumidor aumentando a flexibilidade. É preciso entender como ficaria a questão contratual e conta de energia quando a um misto de preço na tarifa de energia (preço médio).	Vide seção III.4 desta NT.
300	Light	O comercializador regulado figuraria no ambiente de contratação como os demais comercializadores. Portanto, tendo em vista que a compra de lastro pode ser obtida através de diversos contratos, não haveria óbice para fornecimento atrelado	Vide seção III.4 desta NT.

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

(Fl. 136 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 4.5)	Comentários
		ao ACL junto ao ACR. Deverão ser objeto de regulamentação as questões operacionais relativas ao processo de medição de energia e de alocação das parcelas medidas entre ACL e ACR.	
301	Neoenergia	Os eventuais benefícios de possibilitar ao consumidor a opção de ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR _{Transição} não justificam a complexidade necessária para tornar viável essa proposta. Considerando a proeminente mudança de grande magnitude, exigindo toda a vasta gama de novas legislações, impacto humano, judicial e tecnológico são, portanto, bem-vindas não só as propostas de simplificação como também a de rejeição de complexidades não justificadas. Além do mais, deve ser levado em conta que após o período de transição, a Comercializadora Regulada se transformaria em Comercializadora Varejista, deixando de existir com isso o cenário onde o consumidor teria parte de seu fornecimento atrelado ao ACR _{Transição} e parte no ACL. Dessa forma, o período de transição seria melhor aproveitado como sendo uma etapa decisória para o consumidor escolher com qual fornecedor pretende firmar contrato. Por derradeiro, a lógica de segregação jurídica entre ACL e ACR reside no fato de que o acesso à energia deve ser universal, ao mesmo tempo que permite livre escolha do fornecedor. Assim, um ambiente seria eletivo, ao passo que outro seria assecuratório do atendimento. E cada um deles deve prever o conjunto de direitos de seus usuários (obviamente distinto um do outro, ainda que contenham um mínimo conjunto de regras em comum), não fazendo sentido, do ponto de vista jurídico, que um mesmo consumidor esteja sob 2 regimes jurídicos ao mesmo tempo – o que aumentaria, ademais, a insegurança jurídica.	Vide seção III.4 desta NT.
302	Omega	Estando bem definidas as condições para corte de fornecimento em caso de inadimplência e a responsabilidade por atendimento a ordens judiciais que exijam manutenção de fornecimento a determinados consumidores inadimplentes, não vemos restrição.	Vide seção III.4 desta NT.

5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
303	ABEEÓLICA, ABRAGE e Engie	Não é necessária a unificação de faturas, principalmente para os consumidores da alta tensão. Tal prática não cria valor significativo e nem deve ser um requisito necessário para a abertura de mercado. A unificação, embora conveniente para o consumidor final, pode gerar uma série de discussões entre supridor de energia e de fio sobre, por exemplo, risco de contraparte, fluxo financeiro, conciliações. Consideramos assim a unificação desnecessária principalmente para os consumidores conectados em tensão igual ou superior a 2.3 kV. Para os consumidores da baixa tensão, a unificação de faturas poderia simplificar o processo, contudo essa questão pode gerar complicações, como por exemplo, conciliações e fluxo financeiro. Caso as partes envolvidas estejam de acordo, pode ser negociada a unificação.	Vide seção III.5 desta NT.
304	ABGD	Fatura dividida por serviços. É imprescindível para o consumidor conhecer os custos associados a cada serviço, principalmente em relação a energia gerada pelo próprio consumidor. Modelos de países que passaram por uma abertura de mercado utilizam esse modelo, que se mostra bem-sucedido.	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 137 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
305	ABRACE	Fatura única com cobrança destacada e separada da energia e seus respectivos encargos e pelo fio e seus encargos atrelados. Podendo até separar em dois códigos de barra para pagamento separado para cada empresa, mas em um único documento. Já em relação aos subsídios que temos para algumas classes de consumo, é importante que estes cheguem ao fim, porém, caso haja necessidade de sua continuidade para casos específicos, estes deveriam ser cobrados a parte e não mais com base na energia do consumidor.	Vide seção III.5 desta NT. As definições sobre subsídios tarifários dependem de políticas públicas, que poderiam vir a ser reavaliadas.
306	ABRACEEL	As informações presentes na fatura de energia elétrica, além dos dados disponibilizados pelos medidores de energia e sistemas comerciais, serão fundamentais para prover as informações necessárias para que o consumidor tenha condições de tomar a melhor decisão sobre eventual troca de fornecedor. O Estudo Abraceel/Thymos analisou a experiência internacional em relação ao faturamento. Nos EUA, o automático é que a fatura seja separada, mas o consumidor pode solicitar que seja unificada. Na União Europeia, cabe ao consumidor optar por um faturamento separado ou não, sendo que na maioria dos casos, o faturamento é integrado. Já na Austrália, para os consumidores comerciais as faturas são separadas, e para o residencial são integradas. Assim, da ótica do consumidor, a recomendação é a fatura única emitida pelo comercializador, em benefício do consumidor, que pode obter informações simplificadas. Dessa maneira, afasta-se o risco de o consumidor pagar somente uma das faturas, sendo, porém, necessária a convergência entre os sistemas comerciais da distribuidora e do comercializador, além de tratamento tributário. O recém-criado PIX ajudará a abrir novas possibilidades para simplificar e unificar os faturamentos do comercializador varejista e da distribuidora. Considerando as dificuldades envolvidas para uma empresa terceirizar seu faturamento, questões relacionadas ao sigilo das informações de preço, além dos riscos envolvidos no repasse financeiro, como tributários e inadimplência, sugerimos que a fatura única não seja obrigatória, mas de opção voluntária e negociada entre as partes envolvidas. Atualmente, o mercado livre já trabalha com faturas separadas e estudos podem ser aprofundados para melhor implementar a unificação das faturas.	Vide seção III.5 desta NT.
307	ABRADEE	O faturamento pode ser separado para o fio e para a comercialização da energia como já ocorre atualmente com quem é livre. É importante que a distribuidora mantenha o faturamento do fio, pois: (i) já possui estrutura operacional que alcança todos os consumidores, o que evita custos de transação; (ii) é, em qualquer cenário, a companhia responsável pelo atendimento comercial direto aos consumidores para desligamentos na rede, quedas de energia, ligações e religações; (iii) é a empresa responsável por entregar a qualidade do serviço no aspecto de interrupções, controle de tensão e frequência; e (iv) é a arrecadadora de encargos setoriais e custos de transmissão nas tarifas de uso do sistema de distribuição. O faturamento único pode ser um serviço oferecido pelas distribuidoras às comercializadoras varejistas que desejem terceirizar essa atividade ou apresentar essa facilidade aos seus clientes, de modo a cobrar pela energia livremente negociada direto na fatura do fio. O preço desse serviço, bem como os detalhes operacionais, pode ser livremente negociado entre distribuidora e comercializador varejista. Só haverá acordo se a terceirização fizer sentido e puder ser remunerada pelo preço da energia livremente negociada. O faturamento único pelo comercializador, apesar de praticado em alguns países, concentra o risco de inadimplência das distribuidoras em uma quantidade menor de agentes, além de afetar as responsabilidades por cobrança e os incentivos para recuperação de faturas em aberto.	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 138 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
308	ABSOLAR	Por se tratar de dois fornecedores diferentes, o correto seria ter faturas separadas. Entretanto, esse é o tipo de complicador para o consumidor migrar para o ACL. Além do mais, o que aconteceria se o consumidor pagar apenas uma das faturas? Esse deveria ser um dos pontos de maior atenção da ANEEL em uma abertura total de mercado. Para o consumidor final, o ideal seria ter apenas 1 fatura, e de alguma forma a distribuidora repassaria o valor da comercializadora. A questão do faturamento seria, na verdade, uma das maiores oportunidades para inovação de prestação de serviço. A criação de “agregadores” de faturamento de energia, que agregariam o faturamento do fio e de todos os diferentes fornecedores de energia – eventualmente, agregando inclusive o faturamento de outros serviços, como gás, TV a cabo, celular etc. Contudo, as informações obrigatórias que o consumidor deve receber sobre o que está sendo faturado, tal como o consumo, preço energia, tarifa fio, impostos etc., deve ser motivo de regulação, como já ocorre.	Vide seção III.5 desta NT.
309	AcendeBrasil	De forma geral, nossa recomendação é: consumidores baixa tensão: preferência por fatura única; e consumidores alta tensão: escolha negociada de modelo de faturamento. Benefícios da fatura única: redução de custos de cobrança; simplificação do processo de faturamento; pode evitar que o consumidor opte por pagar a fatura da distribuidora e não pagar o comercializador, ou vice-versa; e mais eficiência e clareza no corte e na religação por inadimplência. No caso de emissão de fatura única, a conta deve: explicitar os diversos componentes, os valores devidos e seus respectivos destinatários; e reservar espaço para envio de mensagem do comercializador para o consumidor. A fatura única apresenta os benefícios acima em relação à fatura separada por serviço, mas essa escolha deve ser negociada entre as partes envolvidas (consumidores e distribuidoras/comercializadoras) e não deve ser requisito necessário para a abertura de mercado. Embora a unificação possa ser mais conveniente para o consumidor final, esse modelo pode gerar uma série de discussões entre supridor de energia e de fio sobre, por exemplo, risco de contraparte, fluxo financeiro, conciliações. Assim, a unificação pode ser desnecessária, principalmente para consumidores na alta tensão (conectados em tensão igual ou superior a 2,3 kV). Além disso, quando a distribuidora e a comercializadora estão em diferentes estados é necessário haver o tratamento tributário adequado.	Vide seção III.5 desta NT.
310	AES	Para o consumidor, assim como já antecipado, o ideal seria uma fatura única padronizada com discriminação de todos os serviços/produtos ali obtidos. Hoje o cliente, consumidor regulado, recebe uma única Nota Fiscal com o valor da energia, do fio e impostos da distribuidora numa fatura padronizada. Para estes pequenos clientes, ou para o cliente residencial, administrar diversas faturas para estar no Mercado Livre de Energia passaria a ser um problema a mais. Ainda, a discussão entre fatura única ou separada se estende por mais motivos a exemplos de que, caso a fatura seja separada, e o consumidor estiver inadimplente com apenas uma das faturas seja energia ou fio, haverá corte? Ou só haveria corte caso as duas estejam inadimplentes? Estes são pontos que entendemos ser de alta relevância na discussão do modelo de faturas. Por outro lado, do ponto de vista operacional, faturar em um único documento a parte do comercializador e da distribuidora é aparentemente complicado, sem contar ainda que cada distribuidora tem seu próprio modelo de conta de energia. Em suma, apesar de possíveis complicadores, entendemos que inicialmente seria recomendável uma	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 139 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
		padronização do faturamento, através de uma única fatura/boleto, se vislumbrando uma forma de repasse entre distribuidora e comercializador (ou vice-versa).	
311	ANACE	Também nesse quesito deve-se buscar simplificações e dosar a estruturação de acordo com o porte dos consumidores. Para os consumidores de menor porte, o faturamento deve ser simplificado considerando duas faturas distintas, uma da distribuidora de energia, que suportaria o uso do sistema e os encargos setoriais, e outro do supridor de energia. Há de se criar regras específicas para que esses consumidores não venham a ser penalizados com custos demasiados e desconexos da sua opção. Já os consumidores livres que participarem da CCEE devem manter a atual estrutura de faturamento. Essa estruturação permite mitigar os riscos de inadimplência dos consumidores e dos demais agentes de mercado.	Vide seção III.5 desta NT.
312	APINE	Em princípio as faturas devem ser separadas por serviços, salvaguardado o direito de corte de fornecimento e energia por inadimplência de qualquer dos serviços.	Vide seção III.5 desta NT.
313	Casa dos Ventos	Uma possível solução é a existência de duas faturas: uma da distribuidora, referente aos serviços de distribuição, e outra do comercializador, referente ao custo de energia. A fatura do comercializador poderia incluir parcela fixa, referente ao montante e preço previsto em contrato, e parcela variável, referente a consumo excedente. Os comercializadores poderiam se conveniar às distribuidoras para que os valores da fatura de energia sejam cobrados diretamente na fatura de distribuição, bem como as companhias de cartões de crédito.	Vide seção III.5 desta NT.
314	CCEnel-RJ e CONACEN	As faturas CUSD emitidas pelas distribuidoras deverão ser únicas, mas, por transparência, os custos deverão ser todos explicitados na fatura CUSD, independentemente de o consumidor estar em ambiente cativo ou livre. O Módulo 11 do PRODIST, item 3, não traz essa obrigatoriedade de constar da fatura a composição do faturamento. Quanto à relação com o comercializador, o faturamento deverá continuar a ser específico, por se tratar de relação contratual bilateral. Não vemos como alterar a sistemática atual, sem incorrer em infração à legislação que rege a relação contratual.	Vide seção III.5 desta NT.
315	CEMIG	O faturamento pode ser separado para o fio e para a comercialização da energia como já ocorre atualmente com quem é livre. O faturamento único pode ser um serviço oferecido pelas distribuidoras ao comercializador regulado e varejistas que desejem terceirizar essa atividade ou apresentar essa facilidade aos seus clientes. O preço desse serviço, bem como os detalhes operacionais, deve ser de livre negociação entre as partes e seu resultado operacional destinado integralmente ao distribuidor.	Vide seção III.5 desta NT.
316	CHESF	A fatura deve ser separada por serviço. O serviço fio, que continua regulado e o produto energia elétrica. O processo de “metering” continua com a distribuidora. Ambas as contas podem ser entregues via a distribuidora que passa a prestar o serviço de medição e entrega das faturas em nome das Varejistas, que pagariam um preço regulado por esse serviço. Esse tipo de arranjo favorece a competição entre os Comercializadores Varejista e favorece uma diminuição das barreiras de entrada para novos Varejistas e do custo global para os consumidores.	Vide seção III.5 desta NT.
317	Comerc	O faturamento deve ser emitido por cada supridor de energia ou serviço. Ou seja, se um consumidor compra de 3 fornecedores de energia diferentes, ele receberá 4 faturas, sendo 3 faturas relacionadas à compra da energia – uma de cada supridor – e 1 fatura da distribuidora local, onde permanecerá conectado. Entretanto, para consumidores que	Vide seção III.5 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sinet2.aneel.gov.br/sinetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 140 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
		obrigatoriamente sejam representados, os agentes representantes serão os supridores da energia e, nesse caso, inicialmente sugere-se que o consumidor receba 1 fatura do agente representante/supridor de energia e 1 fatura da distribuidora local, onde permanecerá conectado. A expansão da abertura do mercado, necessitará de integração de tecnologia de informação entre agentes supridores e distribuidores e poderá haver cronograma para unificar a fatura a ser emitida pelo agente representante/supridor de energia que agregará tanto a parcela de energia e serviços associados como o pagamento pelo serviço público de distribuição. Nessa ocasião deverá haver regramento de comunicação do agente supridor para a distribuidora promover corte físico de suprimento para consumidor inadimplente assim como deve ser expresso em regulação e no contrato de suprimento que o inadimplemento do consumidor acarretará corte do suprimento físico pela distribuidora.	
318	CONCEL	Entendemos que nesse novo modelo de mercado a fatura deve ser separada, por existirem diversos fornecedores de energia.	Vide seção III.5 desta NT.
319	CONCEL-MT e ConCEMIG	As faturas deveriam ser separadas para energia e fio.	Vide seção III.5 desta NT.
320	ConEDP-ES, ConEDP-SP e ConDECELT	Deve ser mantido como é hoje, ou seja, separada por serviços, inclusive com a possibilidade de compra antecipada da energia. Além disso, deve haver um sistema de “conta corrente” em relação a quantidade de energia contratada, ou seja, se o consumo num determinado mês for menor que o contratado ele deve ficar com um crédito que será utilizado nos meses em que o consumo for maior que a quantidade contratada. Porém, havendo excedente de consumo sem crédito para compensação, esse excedente deve ser sobretaxado por “faixas de excedente”, de maneira progressiva, isto é, quanto maior a faixa de excedente, maior o percentual de sobretaxa.	Vide seção III.5 desta NT. A sugestão não encontra amparo no modelo de comercialização adotado pelo setor elétrico brasileiro (modelo <i>tight pool</i>).
321	ConElektro	Por conta da forma distinta de prestação de serviço (TUSD – tarifa de uso de sistema de distribuição “fio” e TE – tarifa de energia), as faturas deveriam ser separadas como ocorre atualmente no ACL. Poderá ser permitido um convênio entre os prestadores de serviço (Energia e Fio) para simplificação do processo, como ocorre atualmente no setor de telecomunicações (compartilhamento das torres de telefonia celular entre as diversas empresas e fatura única).	Vide seção III.5 desta NT.
322	CONSELPA	A fatura em si, deveria ser um só documento, entretanto, no seu conteúdo o projeto gráfico deveria diferenciar de forma clara os dois ambientes de serviço. Haver subtotais destacados e uma totalização para fins do efetivo pagamento. Cores de fundo no corpo da fatura facilita a associação. O Consumidor Cativo está acostumado ao faturamento de energia como um evento mensal e cujo pagamento lhe é dada a opção de até seis datas de vencimento oferecidas pela distribuidora de energia. Nela o valor dessa fatura única é composto pela soma dos custos da geração de energia, do transporte da energia até o consumidor, ou seja, os serviços de transmissão e distribuição, e os encargos e tributos. O que se observa na fatura do Mercado Livre de Energia, atualmente é que não há uma fatura no ambiente livre. Isso porque os componentes do custo de energia são quitados em eventos de faturamento distintos ao longo do mês. Como diversos entes jurídicos estão presentes no processo, os pagamentos não se restringem apenas para a concessionária local de energia. Em sendo a	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 141 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
		contratação livre, os consumidores podem firmar acordos com um ou mais fornecedores de energia, o que pode originar, em função do contrato, datas diferentes para pagamento da fatura. Nessa situação dificilmente o Consumidor que estará no mercado livre poderá ter uma fatura apenas. Os custos de distribuição e os encargos relativos a esse componente continuam a ser faturados pela fatura da concessionária local. Outro ponto a dificultar a ideia de fatura única é que dois novos componentes entram no custo da energia: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e a empresa gestora de energia que são as representantes da empresa consumidora no ambiente livre. E naturalmente cobram pelo serviço de gestão, gerando mais um evento de faturamento mensal relativo ao custo de energia. Esses diversos serviços com atores diferentes, não irão livrar o consumidor da papelada. Também o fisco será um complicador, já que gosta de individualizar.	
323	COPEL	A emissão de fatura única pode ser mais simples na visão do consumidor, porém pode ocorrer desdobramentos na contabilização e fluxo financeiro dos pagamentos, além da complexidade dos efeitos tributários para essa forma de fatura. A este respeito, cabe ressaltar os efeitos a serem sofridos pela distribuidora nos processos de revisão tarifária periódica. Considera-se a fatura separada por serviço a mais desejável e menos impactante ao mercado, podendo a comercializadora firmar contratos de prestação de serviço com as distribuidoras da área de concessão do consumidor referente ao faturamento e arrecadação.	Vide seção III.5 desta NT.
324	COPREL	Os serviços (uso do sistema e energia) devem ser faturados separadamente. Um pela distribuidora e o outro pela comercializadora.	Vide seção III.5 desta NT.
325	CPFL	Para responder a questão é necessário supor, consoante à proposta ora apresentada, a separação das atividades distribuição e comercialização. Com isso, o serviço de emissão de fatura não seria considerado serviço essencial e necessário de ser regulado. Porém, é razoável supor que os custos para prestá-lo sejam mais baixos na Distribuidora, que já possui estrutura de faturamento a níveis mais eficientes para a prestação desse serviço. Adicionalmente, é relevante considerar que separar as faturas pode prejudicar o entendimento do consumidor a respeito de sua conta de energia. Importante destacar a busca por um estoque regulatório mais simplificado e objetivo visando a melhor compreensão por parte dos consumidores e do setor como um todo. Assim, propõe-se que a fatura unificada seja permitida, mesmo para clientes que optem por migrar para outro comercializador varejista, porém mediante remuneração via preço, dado que o serviço de faturamento, com a separação de atividades, não é considerado monopólio natural e, conseqüentemente, não precisaria ser remunerado por tarifa.	Vide seção III.5 desta NT.
326	Dinamo	Idealmente, todos os consumidores deveriam receber uma fatura do seu vendedor de energia, englobando o preço em si, taxas (p.ex., contribuição associativa, taxa de iluminação pública etc.), tarifas de transporte, tributos etc., conforme sugestão anterior de simplificação da comercialização. No entanto, considerando que este cenário envolve reformas maiores que a 'abertura de mercado', sugerimos que este modelo seja adotado apenas para os consumidores residenciais (ou conectados em baixa tensão) que eventualmente tenham restrição para operar no mercado livre (p.ex. sejam obrigados a contratar um varejista). Com esta solução, a migração (mesmo se compulsória) seria muito pouco "sentida"	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 142 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
		pelos pequenos consumidores, tendo em vista que continuariam a pagar uma única fatura pelo consumo de energia elétrica, situação já habitual em outros setores de consumo (telefonia, internet, TV à cabo etc.).	
327	EDP	Sistema de faturamento único, onde a distribuidora continuaria sendo responsável (e remunerada) pelas atividades de medição e repasse dos resultados para os comercializadores. Estes últimos seriam responsáveis pelo serviço de faturamento da sua carteira de clientes. O sistema deve ser acompanhado de medidas legais para padronização das informações. Importante avançar também nas discussões tributárias (ICMS em casos onde a distribuidora e a comercializadora estão em estados diferentes, por exemplo).	Vide seção III.5 desta NT.
328	ELETOBRAS	A fatura pode ser separada por serviço. O serviço fio, que continua regulado e o produto energia elétrica. O processo de “metering” pode continuar com a distribuidora como uma prestação de serviço pública. Ambas as contas podem ser entregues via distribuidora que passa a prestar o serviço de medição e entrega das faturas em nome das Varejistas, que pagariam um preço regulado por esse serviço. Esse tipo de arranjo favorece a competição entre os Comercializadores Varejista e favorece uma diminuição das barreiras de entrada para novos Varejistas e do custo global para os consumidores.	Vide seção III.5 desta NT.
329	Enel	O faturamento pode ser separado entre as atividades de fio e energia, de forma análoga ao que ocorre hoje para os consumidores que já migraram para o ACL. O faturamento único pode ser um serviço oferecido pelas distribuidoras às comercializadoras varejistas que desejem terceirizar essa atividade ou apresentar essa facilidade aos seus clientes, de modo a cobrar pela energia livremente negociada direto na fatura do fio, caso as partes envolvidas estejam de acordo.	Vide seção III.5 desta NT.
330	Energisa	A distribuidora fio deverá manter o relacionamento comercial com os consumidores conectados à sua rede. Entre esses serviços se incluem a leitura e a emissão e entrega de faturas, inclusive devendo esta ser uma Nota Fiscal Eletrônica. As comercializadoras convencionais, as comercializadoras varejistas e a comercializadora regulada (SUI) podem optar por emitir e entregar as suas próprias aos seus respectivos consumidores. Alternativamente, por meio de contrato com a distribuidora e convênio com as secretarias de fazenda de cada estado, elas poderão delegar à distribuidora essa tarefa de leitura, emissão e entrega de faturas, inclusive com o sistema LIS (Leitura e entrega simultânea), quando isso for tecnicamente possível, a depender da modalidade do contrato firmado no ACL entre o consumidor e a sua respectiva comercializadora. Naturalmente que esse serviço prestado pela distribuidora gerará uma receita adicional.	Vide seção III.5 desta NT.
331	Equatorial	A adoção de uma fatura única traz benefícios para o consumidor, sendo de maior simplificação, além de reduzir o custo de transação (na troca do comercializador) e o risco de não pagamento por desatenção. Por outro lado, há um incremento no risco de inadimplência ao agente designado para realização da fatura e cobrança. Ademais, a atividade de faturamento e cobrança pode ser prestada por terceiros em regime de mercado. Sendo assim, acredita-se que deva ser adotado o regime de fatura única a ser emitida pela Distribuidora. O serviço de faturamento, todavia, deve ser remunerado por tarifa a ser definida pela ANEEL, que deve disciplinar ainda a não assunção por uma das partes do risco integral da inadimplência (inclusive efeitos tributários). O serviço de cobrança após o vencimento da fatura, pode ser realizado por cada parte, de forma independente, por terceiros ou pela distribuidora em regime de mercado.	Vide seção III.5 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictet2.aneel.gov.br/sictetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 143 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
332	Essenz	Recomenda-se que as atividades de faturamento devem ficar a cargo dos comercializadores. Explica-se: considerando a necessidade de se ofertar produtos/tarifas compatíveis com as preferências e perfis de carga de diferentes tipos de consumidores, é notório que os sistemas de faturamento irão apresentar variantes. Desta forma, não é factível imaginar que esta atividade possa ficar sob a responsabilidade das distribuidoras, sobretudo se considerando que uma mesma distribuidora será responsável pelo atendimento de consumidores de diferentes comercializadoras. Reconhece-se que esta opção imputa custos adicionais ao comercializador, o que pode contribuir para a redução da lucratividade do negócio. No limite, pode até se argumentar que atribuir a responsabilidade pelo faturamento às comercializadoras induz à presença de um menor número de comercializadores no mercado. Todavia, acredita-se que este é um problema menor quando comparado ao caráter imperativo da adoção de sistemas de faturamento capazes de processar produtos e alternativas tarifárias diversas. Ressalta-se que o modelo adotado consiste no envio de uma única fatura para o consumidor em detrimento a modelos onde o consumidor recebe uma fatura da comercializadora - referente ao consumo de energia - e outra da distribuidora - relativa aos dispêndios pelo uso da rede. A decisão por este formato é fundamentada na busca de simplicidade para os consumidores. Ainda no âmbito da responsabilidade pelo faturamento, é notório que a alternativa escolhida atribui o risco de inadimplência às comercializadoras. Considerando o fato de que esta é uma atividade praticada em ambiente competitivo, é natural que este risco de fato recaia sobre os comercializadores. Entretanto, tendo em vista que o recolhimento dos pagamentos pelo uso da rede e de encargos setoriais passam a estar concentrados no segmento de comercialização, é essencial que sejam definidas regras claras dos repasses financeiros, de tal modo que uma eventual inadimplência não contamine as demais atividades da cadeia. Deste modo, torna-se relevante o estabelecimento de um sistema de garantias e de penalidades para níveis excessivos de inadimplência que aumentem o grau de segurança do sistema.	Vide seção III.5 desta NT.
333	Furnas	A forma de faturamento deve ser separado por serviço, afim de observar eventuais especificidades tributárias e/ou não misturar serviços distintos.	Vide seção III.5 desta NT.
334	Ibitu	Com o avanço da tecnologia de serviços que precisarão ser ofertados aos consumidores, principalmente de baixa tensão, acreditamos que um novo modelo de faturamento será definido com o avanço da abertura de mercado.	Vide seção III.5 desta NT.
335	IDEC	A tarifa binômia poderia ser adotada também para os consumidores do grupo B, a fim de possibilitar a cobrança separada do consumo de energia e do uso da capacidade do sistema elétrico. Tal modelo de faturamento tem potencial para mitigar a socialização de custos de manutenção e expansão da rede elétrica, embora num primeiro momento ela possa reduzir a atratividade dos sistemas de autoprodução de energia com a cobrança de parcela fixa independente da origem da energia usada.	A modernização da estrutura tarifária (adoção da tarifa binômia e outros assuntos) aplicada aos consumidores de baixa tensão está sendo discutida nos processos 48500.000858/2018-05 e 48500.000444/2020-92, que tratam, respectivamente, da análise normativa referente a avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 144 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
			ao grupo B e da regulação da aplicação de projetos-pilotos de tarifas.
336	Lemon	O modelo de faturamento pode ser tão diverso quanto as infinitas opções de negócio que ainda nem vislumbramos. Pode ser uma modalidade de Energy as a Service com pagamento único ou uma gama de serviços assinatura de geladeira, iluminação ou até contrato de performance atrelado à melhoria da eficiência energética em parceria com empresas de design ou eletrodomésticos. Melhor seria que não houvesse regulação sobre a forma de faturamento, mas sim sobre as informações mínimas que o consumidor tem direito a saber. Nesse caso sugere-se de forma não exaustiva: Preço do MWh; Preço da infraestrutura de distribuição; Valor dos impostos; Portfólio de fontes utilizadas.	Vide seção III.5 desta NT.
337	Landis+Gyr	À medida que a redução gradativa de carga habilite consumidores conectados em baixa tensão (Grupo B), é importante que todos os serviços e encargos estejam contidos em uma única fatura, à exemplo do que acontece em outros países onde essa abertura já aconteceu há muitos anos. Desta forma, um modelo possível pressupõe um intercâmbio seguro de informações entre a empresa comercializadora varejista (<i>comercializadora que possui em sua carteira, clientes de pequeno porte</i>) e a concessionária de distribuição, de tal forma que a arrecadação final de toda a cadeia produtiva do setor possa estar à cargo da distribuidora (como é hoje) ou possa vir a ser realizado pela comercializadora (nesse caso, tornando praticamente inviável a aquisição de energia de vários fornecedores ao longo do mesmo período). Uma outra possibilidade é estabelecer uma subdivisão onde para consumidores mais energointensivos (abaixo de 500kW) atendidos em média ou baixa tensão se mantenha o processo semelhante ao que é aplicado atualmente aos clientes livres, com faturas separadas, e para os clientes com cargas mais baixas, se adote uma única fatura. A fatura única deve ser pensada como uma forma de manter o processo o mais simples possível, a fim de se evitar que seja mais um elemento de complexidade a levar os consumidores a não se engajarem nesse novo modelo mais competitivo. No caso de adoção de uma única fatura emitida pelos comercializadores (e/ou agregadores de carga) é importante que o desenho da tarifa final reflita de forma adequada os custos da rede (uso do sistema de distribuição/transmissão), de tal maneira que se possa incentivar e engajar os consumidores em um comportamento que possa também contribuir a custos mais eficientes da rede. Na separação das atividades “fio” e “energia”, imprescindível nessa abertura de mercado, pode-se assumir que existirão “vasos comunicantes” entre a comercialização regulada e não regulada, habilitando novas oportunidades de serviços, podendo beneficiar ainda mais o consumidor final. Outro ponto importante a ser levado em consideração diz respeito as regras aplicáveis no caso de ausência de dados de consumo (por problemas de medição ou de comunicação de dados). Com o crescimento de consumidores no mercado livre, a atuação e manutenção em campo a tempo para emissão da fatura pode ser tornar onerosa, independente de quem seja responsável pelo sistema de medição e coleta. Ao mesmo tempo, aplicação de regras adotando a média de consumo e depois o consumo mínimo (REN 414/2010 para clientes de baixa tensão) podem levar a situações em que uma das partes se sinta prejudicada. No caso acima, considerando que para a viabilização deste novo ambiente competitivo é imprescindível a adoção de sistemas de Medição Inteligente, deve ser observada também a possibilidade de aplicação de critérios automatizados para estimativas e validações. Em vários países	Vide seção III.5 desta NT.

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

(Fl. 145 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 5)	Comentários
		observamos a adoção de sistemas inteligentes e analíticos de dados, denominados MDM (<i>Meter Data Management</i>), que contribuem no processamento do grande volume de dados coletados e na aplicação de métodos VEE (<i>Validating, Estimating and Editing</i>), onde as eventuais lacunas são identificadas e analisadas e o seu preenchimento pode ser feito através de algoritmos e regras pré-definidas, de forma automática ou semi-automática.	
338	Light	O modelo poderá ser de fatura única, por ser mais simples para o consumidor. A fatura deverá conter discriminação de serviços/produtos, valores e beneficiários. A distribuidora/Comercializador Regulado fará sempre o serviço de faturamento ao consumidor, facultando ao comercializador varejista contratar este serviço.	Vide seção III.5 desta NT.
339	LUDFOR	Entendemos que o ideal seria o modelo de uma única fatura, porém não verificamos um formato possível de ocorrer dessa forma para um primeiro momento (eventualmente, esse modelo poderia ser mais bem estudado para o Grupo B). Assim, o faturamento deverá ser separado (fatura de energia e fatura de distribuição de energia), seguindo os moldes atuais do mercado livre de energia.	Vide seção III.5 desta NT.
340	Neoenergia	Mesmo considerando a total separação de D e C, entende-se que o relacionamento comercial e de faturamento pelo menos da parcela especificamente referente ao Uso da Rede de distribuição deve continuar sendo realizado pelas Distribuidoras _{FIO} . Esse é um serviço já realizado hoje com infraestrutura já montada e expertise das distribuidoras. Conforme for o interesse das comercializadoras poderia ser um serviço prestado pelas Distribuidoras _{FIO} referente ao faturamento das demais componentes do serviço. Esse faturamento único opcional é importante fator de redução de custos e de riscos. A distribuidora já exerce a responsabilidade de repasse dos custos da cadeia produtiva e dos encargos setoriais, mitigando os riscos relacionados a Comercializadoras Varejistas que entrem em situação de <i>default</i> . Deve ser levado em conta também, que a maioria das regras tributárias (municipais, estaduais e federais) já se encontram ajustadas ou com rotinas adaptadas aos procedimentos das atuais distribuidoras. Frisa-se apenas as necessidades de ajustes nos normativos relacionados com o tema. Além disso, devem ser criados mecanismos regulatórios de adesão compulsória às modalidades digitais de acompanhamento de informações de consumo e de entrega da fatura, de forma que se viabilize a disponibilização das faturas com as informações de cada comercializadora sem implicar em elevação dos custos operacionais da Distribuidora _{FIO} .	Vide seção III.5 desta NT.
341	Omega	Num primeiro momento, em particular para consumidores de alta tensão, não há necessidade de alteração no procedimento de faturamento atual. Pode-se estudar alguma espécie de obrigatoriedade de unificação do faturamento para consumidores menores atendidos em baixa tensão e deixar aberto a possibilidade de oferecimento de faturamento único para os demais consumidores. Importante que em caso de faturamento único não se concentre o risco de arrecadação em nenhuma das partes, ou seja, caso haja inadimplência do consumidor o agente arrecadador não seja responsável por assumir a dívida do cliente para com a distribuidora ou com o comercializador varejista.	Vide seção III.5 desta NT.
342	STATKRAFT	Entende-se que deve ser um modelo mais detalhado possível, que facilite a gestão do consumo por parte do consumidor. O faturamento detalhado por serviço pode ser uma boa opção nesse caso.	Vide seção III.5 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 146 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
343	ABEEÓLICA, ABRAGE e Engie	Não deve existir nenhum impedimento técnico. Posteriormente, mas não obrigatória para realizar a abertura do mercado, seria a substituição dos medidores eletromecânicos por <i>smart meters</i> . Recomendamos manter o formato de medição atual, definição de perfil de consumo e rateio do pagamento das diferenças entre os ambientes livre e cativo. Ao impor a troca de medidores, além de caracterizar objetivamente uma falta de isonomia entre os ambientes de comercialização, cria-se desnecessariamente uma barreira tanto técnica quanto econômica para a migração sem criação de valor relevante. É importante garantir que não haja nenhum impedimento técnico, como acontece atualmente, tal como a exigência de realizar a troca da cabine no momento da migração, para que esta migração seja efetivada. Muito importante que adequação dos requisitos de conexão ou medição de energia não sejam empecilho para migração. Hoje, na prática, constata-se que uma série de consumidores, mesmo aptos, não conseguem exercer seu direito de migrar em função das restrições técnicas e, por vezes, custosa, para migração.	Vide seção III.6 desta NT.
344	ABGD	Primeiramente a substituição de medidores eletromecânicos para <i>smart-meters</i> . Essa medida traria ganho significativos em termos de inteligência do setor, contribuindo para otimização e inclusive possível redução das tarifas no futuro.	Vide seção III.6 desta NT.
345	ABRACEEL	Consideramos que não são necessários requisitos adicionais para possibilitar a migração, porém há espaço para simplificar o processo e reduzir entraves e custos desnecessários que dificultam o desenvolvimento do mercado. Nesse sentido, sugerimos à Aneel por meio da Carta CT-033/2021 aprimoramentos em alguns pontos críticos do processo, como a necessidade de padronização das etapas dos processos das distribuidoras, pois cada uma possui seu próprio rito, o que resulta em requisitos muitas vezes adicionais aos já previstos na regulamentação. O mesmo acontece na etapa de adequação do SMF, que se configura hoje como um dos principais gargalos na migração. Casos de tratamento diferenciado entre consumidores dentro de uma mesma distribuidora e exigências adicionais às previstas, já são um grande entrave para a migração, em um contexto de abertura integral do mercado, são incabíveis.	Vide seção III.6 desta NT.
346	ABRADEE	A princípio, a troca de medidores não é uma condição necessária à abertura do mercado livre. Não obstante seja desejável, do ponto de vista técnico, que a informação de medição dos consumidores que optarem pela migração ocorra no padrão de granularidade temporal aplicado atualmente ao mercado livre, os custos dessa adaptação podem se mostrar elevados, o que se contrapõe ao ganho de eficiência esperado. Quanto ao padrão de comunicação e modelagem de carga, a distribuidora, como operadora da rede e dos equipamentos de medição, pode prestar o serviço de agregação de carga e de transmissão de dados para fins das apurações de custos para os consumidores livres e respectivos comercializadores varejistas na CCEE. Modelar cada carga individualmente na CCEE pode aumentar consideravelmente o custo de operação da Câmara. Em qualquer caso, é preciso que se leve em consideração os custos associados à substituição em massa dos medidores existentes e seus reflexos sobre consumidores e distribuidoras.	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 147 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
347	ABSOLAR	Não deve existir nenhum impedimento técnico. Entretanto, o consumidor deverá ter acesso às suas informações de curva de consumo e de curva de preço antes que seja possível a migração, portanto, antes da abertura do mercado, deve ser amplamente discutida a modernização dos sistemas de medição à luz das tecnologias disponíveis.	Vide seção III.6 desta NT.
348	AcendeBrasil e Casa dos Ventos	Não há requisitos técnicos que impeçam a abertura integral do mercado. A abertura pode ser feita sem a substituição massiva de medidores, mesmo porque a imposição de troca pode gerar custos e barreiras para a migração.	Vide seção III.6 desta NT.
349	AES	De forma geral, o principal requisito técnico é a padronização do Sistema de Medição e Faturamento (SMF) entre todas as distribuidoras, ou seja, aplicação de mesmos requisitos técnicos independente da área de concessão.	Vide seção III.6 desta NT.
350	ANACE	Os requisitos técnicos para operar no ACL devem ser idênticos aos exigidos dos consumidores do mercado regulado. A necessidade de comunicação do sistema de medição, inclusive, vem sendo adotada pelas distribuidoras para redução de seus custos de leitura. Não há razão para exigências técnicas diferentes pela opção pelo ACL.	Vide seção III.6 desta NT.
351	APINE	No caso da alta tensão, não deveria ser exigida a troca do medidor por consequência da opção de migrar para o mercado livre, além de caracterizar falta de isonomia entre os ambientes de comercialização, cria-se uma barreira tanto técnica quanto econômica para a migração sem criação de valor considerável. Para baixa tensão, a instalação de conexão e medição adequadas ao porte do consumidor, associada a um sistema de comunicação.	Vide seção III.6 desta NT.
352	CCEnel-RJ e CONACEN	Além do atendimento aos requisitos de carga, a medição da unidade consumidora em migração deverá atender ao padrão e especificações técnicas definidos pela ANEEL/ONS/CCEE, que constam do Módulo 05 do PRODIST e dos Procedimentos de Rede do ONS. A ANEEL deverá determinar às distribuidoras que novos medidores sejam adquiridos no padrão que atenda aos requisitos da medição para o mercado livre, de forma a evitar impor aos consumidores custos com a adequação quando da migração, como se verifica atualmente. Para consumidores atendidos em baixa tensão, futuramente habilitados à aquisição de energia no mercado livre, dados os custos envolvidos com a substituição dos medidores atuais, sem registro de demanda, a ANEEL deverá reabrir a discussão sobre a aplicação de tarifas binômias, com a devida antecedência ao prazo que o Comando Legal a ser aprovado, estabeleça para que esses consumidores possam escolher outro fornecedor.	Vide seção III.6 desta NT.
353	CEMIG	Padrão CCEE para os clientes livres auto representados. Consumidores representados por varejistas poderão, inicialmente, utilizar os sistemas de medição atuais, enquanto não seja economicamente viável sua troca.	Vide seção III.6 desta NT.
354	CHESF	Dentre outras medidas, teria que haver um compartilhamento/atualização constante de um banco de dados do Comercializador Regulado (distribuidoras) e demais varejistas.	Vide seção III.6 desta NT.
355	Comerc	Devem ser mantidos os requisitos técnicos atualmente existentes e regulados pela REN Aneel 863/2019 e na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST sobre especificações de medidores e responsabilidade técnica e financeira, não havendo diferenças entre os consumidores regulados ou livres. Deve-se buscar também uma uniformização de critérios técnicos das distribuidoras, respeitadas as características regionais de cada uma. Para consumidores de baixa tensão podem ser	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 148 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
		também mantidos os mesmos requisitos constantes na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST, não devendo ser necessária a alteração de medidores para permitir a abertura de mercado. Entretanto, pode ser que haja a necessidade de alteração dos requisitos dos medidores na medida em que avance a discussão sobre a adoção da Tarifa Binômica nesse nível de tensão. Adicionalmente, para facilitar a coleta dos dados de medição, os medidores devem estar associados à sistema de telemetria ou de sistema de comunicação que o supridor tenha acesso à leitura dos consumidores e cuja central de medição fica sob responsabilidade das distribuidoras.	
356	CONCCEL	O primeiro ponto a ser levantado é que o consumidor que sair do ambiente regulado e migrar para o mercado livre, deverá se separada por serviços adequar seu medidor de energia ao novo tipo de fornecimento, respeitando as normas da ONS e da CCEE.	Vide seção III.6 desta NT.
357	CONCEL-MT	Os medidores padrão CCEE são muito caros. Então deve haver uma Simplificação da Medição. Consumidores menores seriam atendidos por um comercializador varejista que ficaria responsável para ser o agente de medição junto a CCEE.	Vide seção III.6 desta NT.
358	ConEDP-ES, ConEDP-SP e COPREL	Alteração da medição, por meio da instalação de medidores digitais.	Vide seção III.6 desta NT.
359	ConDECEL	Se não houver necessidade de trocar os medidores seria o melhor, por representar menos custos.	Vide seção III.6 desta NT.
360	ConElektro	Que haja sistemas de medição digital (<i>smart grid</i>), que comportem a leitura remota e o faturamento. Para que haja a migração do consumidor, o mesmo terá que estar adimplente.	Vide seção III.6 desta NT.
361	CONSELPA	O primeiro e mais complicado, em função de custo para o consumidor que sai do ambiente regulado e vai para o mercado livre, é adequar o medidor de energia para o novo tipo de fornecimento que será realizado. O problema é que o consumidor precisa operar de acordo com as normas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da CCEE. O ponto de medição é instalado simultaneamente à realização do projeto de medição e comunicação de energia do consumidor que está migrando para o Mercado Livre. O projeto irá documentar toda a estrutura física e elétrica do local, de modo que depois seja possível determinar qual será o sistema utilizado na operação. Então, essas informações são repassadas para os órgãos reguladores, o que torna todo o processo legal. Talvez o consumidor irá precisar de uma empresa especializada que possa apoiar a implementação da parte técnica. Esse é outro ponto que deverá ficar bem claro para o Consumidor com desejo de migrar, até porque ele não tem esse problema hoje. Há uma burocracia a ser vencida. Isto estará no radar o órgão regulador no sentido de simplificar? A CCEE e ONS estarão dispostas a simplificar o processo para o consumidor abaixo dos 500kWh?	Vide seção III.6 desta NT.
362	COPEL	A migração para o ACL deve atender aos requisitos técnicos relacionados à medição eletrônica, com memória de massa e canal de comunicação de dados, conforme ocorre atualmente.	Vide seção III.6 desta NT.
363	EDP	A EDP propõe que, no curto prazo, seja implementado a tarifação da demanda e energia. Sendo a demanda considerada pela faixa de consumo e o fator de carga. Para o longo prazo, a proposta é o faturamento por tarifa multipartes, com 4	A modernização da estrutura tarifária (adoção da tarifa multipartes e outros assuntos) aplicada

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sinet2.aneel.gov.br/sinetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 149 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
		postos tarifários, tarifa locacional para agentes com perfil de geração e instituição de leque de tarifas opcionais às distribuidoras.	aos consumidores de baixa tensão está sendo discutida nos processos 48500.000858/2018-05 e 48500.000444/2020-92, que tratam, respectivamente, da análise normativa referente a avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao grupo B e da regulação da aplicação de projetos-pilotos de tarifas.
364	ELETRONBRAS	Avaliação dos projetos piloto em andamento no Brasil; Definir os novos papéis e responsabilidades referentes à instalação, aquisição e operação dos medidores com base em análise crítica da experiência internacional adaptada ao modelo brasileiro pretendido; Estabelecer políticas para instalação de <i>smartmeters</i> .	Vide seção III.6 desta NT.
365	Enel	A substituição de medidores não é uma condição necessária à abertura do mercado livre, mesmo que seja desejável.	Vide seção III.6 desta NT.
366	Energisa	Para os consumidores conectados na média e alta tensão, deverá ser exigida a troca do padrão de medição para um sistema com telemedição compartilhada entre a distribuidora e a comercializadora e, quando necessário, com a CCEE. Já para os consumidores de baixa tensão, a troca do padrão de medição deveria ser uma opção do consumidor ou da sua comercializadora, em função do tipo de contrato de energia firmado entre eles. Deverá haver a possibilidade de o consumidor migrar para o ACL mantendo o medidor convencional com um único acumulador da grandeza energia ativa, cuja leitura deverá ser feita de acordo com as rotas de leitura da distribuidora. Essa informação deverá ser mensalmente repassada para o próprio consumidor e para a sua comercializadora. A transformação dessa informação em um volume de energia mensal discretizado por hora, necessários para a contabilização pela CCEE, deverá se dar por regras pré-estabelecidas considerando uma curva de carga padrão típica daquela classe e estrato de consumo. Neste caso, a distribuidora atuará como um agregador de medição, informando mensalmente diretamente à CCEE a curva de carga resultante do conjunto de todos os consumidores vinculados a uma determinada comercializadora varejista. Já para a comercializadora, a distribuidora deverá informar mensalmente essa curva de carga discretizada por cada um dos seus respectivos consumidores.	Vide seção III.6 desta NT.
367	Equatorial	A fim de possibilitar a migração para o ACL, idealmente, é necessária a adequação do sistema de medição, com adoção de medidores inteligentes e com no mínimo as seguintes funcionalidades: a) Medição de energia ativa e reativa; b) Medição bidirecional de energia ativa; c) Programação (estrutura tarifária) e leitura remotas; d) Intervalo de leitura mínimo de 15 minutos; e) Corte e religação remotos; f) Limite de potência; g) Proteção contra fraude (alarme, sensor de campo magnético, etc.); h) Memória de massa. Todavia, vale frisar que é possível a adoção de soluções intermediárias que não demandem a troca imediata da medição. Estas opções devem ser avaliadas caso os custos de substituição da medição atual se mostrem por demais elevados.	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 150 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
368	Furnas	A mudança na medição, embora seja um elemento benéfico para o mercado, não deve ser pré-requisito para a migração. A substituição dos medidores, feita através de iniciativas das distribuidoras, poderia ser rapidamente realizada, mas deverá observar requisitos mínimos e ter a concordância dos diretamente envolvidos.	Vide seção III.6 desta NT.
369	Ibitu	Entendemos que será necessária a instalação de um sistema adequado de medição e comunicação, ao porte do consumidor.	Vide seção III.6 desta NT.
370	Lemon	Os requisitos devem ser apenas: ter conexão com a internet e consumir energia. Pode haver sim campanhas de conscientização, mas mais poderoso que isso é a capilaridade e mais proximidade do consumidor das operadoras de varejo tem. Elas possuem todo interesse em informar o consumidor para que ele possa enxergar as vantagens competitivas entre as concorrentes.	Vide seção III.6 desta NT.
371	Landis+Gyr	Entendemos que o principal requisito técnico para possibilitar a migração ao mercado livre é a implantação de um Sistema de Medição Inteligente (AMI – <i>Advanced Metering Infrastructure</i>), composto por Medidores Inteligentes (ou <i>Smart Meters</i>), infraestrutura de comunicação de dados e sistemas especialistas de <i>backoffice</i> para coleta e tratamento dos dados, bem como integração com outros sistemas corporativos. Entre os requisitos mais relevantes, podemos citar: Medição de Energias Ativas e Reativas e Demandas Ativas e Reativas: 15 A (max 120 A) ou 30 A (max 200 A) – medição direta; 2.5 A (max 10 A) – medição indireta; Demais parâmetros e especificações elétricas e de segurança da informação, conforme Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTM) vigentes; O medidor pode ser instalado no ponto de conexão (UC) ou externamente, conforme regramento atual; 4 quadrantes, quando aplicável (geração distribuída local, por exemplo); Postos tarifários (4 ou mais); Memória de Massa para armazenamento local dos dados de energia, demandas e grandezas elétricas (tensão, corrente, etc.); Registro de Faltas de Energia e função “último suspiro” (last-gasp) que permite envio de mensagens instantâneas de falta e restauração de energia (power down, power on); Leitura remota de dados, parâmetros e memória de massa; Corte e Religa remotos (quando aplicável); Dados de Qualidade do Produto (DRP e DRC), conforme PRODIST Módulos 5 e 8; Atualização remota de parâmetros e de FW (firmware); Permitir remotamente mudanças de tarifas aplicadas; Comunicação de dados baseada em padrões da indústria que habilitem a interoperabilidade fim-a-fim dos seus componentes de medição e comunicação (por exemplo, WiSUN). A Medição Inteligente é primordial para habilitar esse novo ambiente competitivo e a base para disponibilizar dados úteis e acionáveis para o engajamento do consumidor. Não obstante, o comercializador varejista também irá usufruir destas informações, afim de aprimorar o seu relacionamento com o consumidor e potencializar novos serviços, próprios ou através de parceiros. A abertura de mercado para consumidores de baixa tensão, mantendo-se os medidores convencionais (na sua maioria, eletromecânicos) é inviável, por conta da falta de informação em tempo e em quantidade adequados. Observamos que algum tipo de Medição Inteligente com Comunicação foi aplicada todos os países onde essa abertura ocorreu de forma efetiva. É importante ressaltar que além de investimentos em sistemas de medição de tecnologia SDMEE para combate às perdas, as concessionárias de distribuição vêm investigando, pilotando e aplicando sistemas mais avançados de Medição Inteligente, com foco em benefícios adicionais, como redução de custos operacionais e melhoria do serviços (gestão de faltas de	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 151 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
		<p>energia e de ativos). Esse movimento ainda é modesto, sob a alegação, por parte das distribuidoras, de falta de sinais econômicos adequados no modelo vigente. Em relação aos Sistemas de Medição Inteligente (AMI) se observa que alguns países já vivem uma “2ª onda” de investimentos, voltada a habilitar novos serviços e um engajamento ainda maior do consumidor. Este conceito inovador, além de habilitar os benefícios conhecidos do AMI, permitirá o estabelecimento de um ecossistema de aplicações e serviços voltados ao consumidor e à concessionária de distribuição com base nas informações do medidor inteligente, que vão desde Aplicativos pautados em Inteligência Artificial e Aprendizado de Máquina voltados à segregação e tipificação de cargas individuais (gestão ótima do consumo) até Aplicativos para acompanhamento de novas cargas, como veículos elétricos geração distribuída e níveis de tensão e carregamento de transformadores na rede (gestão ótima da rede elétrica). Pelo lado do consumidor, se habilitam novos serviços que podem ser prestados pela comercializadora varejista ou por terceiros, devidamente qualificados, com base nas informações do Medidor Inteligente. Pelo lado da concessionária de distribuição, novas aplicações podem aprimorar a qualidade do serviço e também reduzir custos operacionais. Em um cenário socioeconômico de pressão por manter as tarifas em patamares razoáveis, apesar das dificuldades enfrentadas atualmente para justificar investimentos em AMI, a abertura de mercado para consumidores de menor porte pode trazer novas oportunidades que respaldem investimentos em Medidores Inteligentes mais sofisticados, onde os benefícios complementares para todos os “atores” envolvidos represente efetivamente um ganha-ganha. É razoável considerar pelo menos, que sob a ótica desse novo ambiente competitivo, seja avaliada a possibilidade do agente comercializador varejista optar por realizar investimentos complementares ou arcar com a diferença de custos de Medidores e Soluções Inteligentes, viabilizando novas oportunidades de negócios que tragam novos serviços e aprimoramento do relacionamento com o consumidor final. Atualmente existe provisionamento similar nas regras técnicas ANEEL: por exemplo, no módulo5 do PRODIST (Sistemas de Medição) é dado ao consumidor o direito de solicitar a distribuidora a instalação de um medidor com funcionalidades adicionais, ficando este como responsável financeiro pela diferença de custo. Por fim, uma solução de Medição Inteligente mais sofisticada, empoderando o consumidor e o comercializador varejista com informações granulares de consumo podem habilitar ações rápidas e efetivas de eficiência energética e de resposta de demanda, algo que seria muito positivo para enfrentamento de um cenário de crise hídrica que estamos vivenciando na atualidade.</p>	
372	Light	<p>Será necessário implantar a atividade regulada de Agregador de Medição, a princípio exercida pela concessionária de distribuição e remunerada via tarifa específica. Os dados de leitura são inseridos em um sistema equivalente ao atual sistema de faturamento da distribuidora, e deverão ser acessados pelos respectivos varejistas, para que processem seus faturamentos. O Agregador deverá ainda preparar os montantes consolidados por varejista, para envio dos dados à CCEE, para que esta processe a contabilização. Portanto, o Agregador de dados terá função de leitura de medidores, fornecimento de dados aos varejistas e à CCEE. Deverá ser definido o modelo de acesso e troca de dados dos varejistas ao sistema de coleta do Agregador.</p>	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 152 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6)	Comentários
373	LUDFOR	A distribuidora poderá, dentro do seu padrão técnico próprio, solicitar que a unidade consumidora se adeque, caso seja apontada qualquer irregularidade que coloque em risco a segurança do espaço e de possíveis ocupantes. A distribuidora não poderá utilizar como pretexto impeditivo aprovações realizadas no passado (que atendam o padrão de segurança atual) para que o cliente realize a atualização do padrão de medição construído para o padrão vigente. Ou seja, a adequação deverá se restringir as necessidades relacionadas ao mercado livre, excluindo casos que itens de segurança deverão ser substituídos (que no caso, já estariam irregulares independente do ambiente de contratação). Com relação ao SMF – Sistema de Medição e Faturamento, a distribuidora será responsável por realizar a substituição dos medidores por um modelo padronizado pela CCEE e que possibilite a comunicação de dados.	Vide seção III.6 desta NT.
374	Neoenergia	Conforme o padrão atual de monitoramento da evolução de consumo no Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE), se faz necessário a utilização mínima de medidores THS (tarifa horosazonal) com Classe de Exatidão Mínima: C e canal de comunicação que habilite o fluxo de dados de consumo com o SCDE e Plataforma de Coleta da Distribuidora. Além disso, as adequações físicas devem atender aos Procedimentos de Distribuição- PRODIST e Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para o Sistema de Medição para Faturamento - SMF. No que se refere ao padrão de entrada, tomando como base a manutenção dos critérios de definição do ponto de entrega (regulamentados pela Resolução Normativa – REN nº 414/2010) e de acesso ao sistema de distribuição (normatizado pelo Módulo 3 do PRODIST) deve continuar a ser normatizado tecnicamente por cada Distribuidora _{FIO} . Por fim, deve ser avaliado o que toca a implementação de medidor de retaguarda e dos equipamentos relacionados a ele, fica a critério da distribuidora definir a necessidade de implantação, podendo ser observados critérios como o uso contratado ou comportamento do uso da rede de unidades consumidoras similares, tendo em vista a relação classe de consumo/atividade desenvolvida.	Vide seção III.6 desta NT.
375	STATKRAFT	Adequação ao SMF: projeto, adequação e comunicação para a instalação de novo medidor.	Vide seção III.6 desta NT.

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
376	ABEEÓLICA, ABRAGE e Engie	A totalidade da substituição de medidores eletromecânicos por <i>smart meters</i> não é uma condição obrigatória para que haja a abertura do mercado. A substituição pode ser definida como um acordo de forma opcional para o consumidor e comercializador, ou fazer parte do plano regular de modernização aplicável a todos consumidores de uma região. Não deve ser exigida a troca do medidor por consequência da opção por migrar para o mercado livre.	Vide seção III.6 desta NT.
377	ABGD	Para os consumidores de maior porte, pelo próprio consumidor. Por outro lado, a comercialização de medidores também deve ser aberta, criando competição e redução de preços, podendo ainda ser um diferencial para empresas que oferecem esse serviço, uma maior possibilidade de angariar clientes. Tais medidores podem ser fornecidos em modelo comodato.	Vide seção III.6 desta NT.
378	ABRACE	É interessante que seja alterada a medição dos consumidores que desejarem migrar para o ACL, possibilitando uma melhor adequação ao Sistema de Medição e Faturamento – SMF, atualmente seguido no mercado livre. Além da possibilidade da	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 153 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		comunicação direta com a CCEE, com esta tendo acesso remoto ao medidor juntamente com o comercializador responsável. Além de permitir a tarifação multipartes, em detrimento da tarifação volumétrica atual que não se mostra eficiente. Para tal mudança, o consumidor deverá arcar diretamente com os custos da troca do medidor, sendo um valor a parte da tarifa cobrada atualmente pela distribuidora, evitando-se que esse equipamento entre na base de ativos da distribuidora.	
379	ABRACEEL	Aprimoramentos nos requisitos do sistema de medição são possíveis, mas não são impeditivos para possibilitar a abertura de mercado. Manter o medidor eletromecânico existente é possível para permitir a troca de fornecedor e não imputa custos diretos ao consumidor. Porém, exige tratamento entre o consumo previsto e o medido, com procedimento complexo entre comercializadoras, distribuidoras e CCEE, sendo fundamental a constituição de uma base de dados acessível por todos os agentes. Detalhando como seria esse procedimento, o ciclo de leitura seria mantido normalmente pela distribuidora. A distribuidora envia os dados de medição de toda a sua carga à CCEE e à comercializadora regulada. Desse consumo real, seria deduzido o consumo daqueles que trocaram de fornecedor, considerando uma curva de carga típica horária para a contabilização do PLD horário. Nos processos de contabilização e liquidação na CCEE, seria incluído um mecanismo de apuração e compensação entre distribuidora e comercializador varejista. Isso porque consumidores possuem ciclos de leitura distintos ao ciclo de medição na CCEE. Seria preciso calcular diferenças entre a medição verificada da distribuidora e a curva de carga típica considerada para o varejista e elaborar saldos a compensar entre as partes. Os benefícios dos medidores inteligentes, de outro lado, são conhecidos, proporcionam ao consumidor maior controle no consumo da eletricidade, o que pode reduzir o consumo no horário de pico, e a restauração mais rápida do fornecimento, o que imputa menores custos de interrupção para as distribuidoras e uma melhoria na prestação dos seus serviços. Tais benefícios devem ser avaliados em relação aos custos. Assim, em busca da eficiência o Estudo Abraceel/Thymos indica a substituição por um medidor inteligente somente no momento da migração, sendo que no primeiro momento as distribuidoras seriam responsáveis pela instalação e manutenção e cobrariam tal serviço dos varejistas. Sem prejuízo de posteriormente abrir para competição a atividade de coordenação de medição a outras empresas, similarmente ao exemplo da Austrália. Tal proposta permite o engajamento rápido, sem socialização de custos, e embora desejável, não é uma condição para a abertura integral do mercado de energia. Um grande exemplo, conforme disposto no estudo da Thymos/Abraceel, são alguns estados dos EUA, onde é possível a plena escolha do fornecedor e há baixíssima penetração de medidores inteligentes, como Nova York que obteve uma das maiores reduções do custo de energia, de 35% entre 2010 e 2019 para consumidores residenciais.	Vide seção III.6 desta NT.
380	ABRADEE	A alteração da medição implica a adoção de soluções tecnológicas de medição que ainda não são predominantes na infraestrutura atual, especialmente nas unidades consumidoras de baixa tensão. Atualmente, a Resolução Normativa nº 414/2010, com alterações promovidas pela Resolução Normativa nº 759/2017, prevê que os custos para adequação de sistemas de medição e faturamento para o caso de migrações em tensão secundária seriam de responsabilidade da distribuidora. Essa regulação implica subsídio dos consumidores regulados aos consumidores que optarem pela migração,	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 154 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		via base de remuneração. Considerando que as distribuidoras não possuem gestão sobre o exercício do direito de migrar para o mercado livre, é fundamental, em qualquer alternativa, que todos os custos da migração sejam equacionados sem implicar perda econômica às companhias, coibindo-se qualquer risco de subsídio do acionista para o consumidor livre, em especial no que diz respeito a: Desativação dos medidores substituídos; Baixa antecipada de medidores com vida útil residual – caso ocorra esgotamento dos medidores totalmente depreciados no estoque de bens de massa; Perdas de produtividade por investimentos compulsórios – que independem de escolha da distribuidora - e por eventuais aumentos de custos operacionais em função de trocas difusas, uma-a-uma, que podem dificultar a aplicação de soluções integradas de telemedição, criando custos operacionais de comunicação hoje inexistente. Como se vê, a depender do requisito técnico, há risco de trocas esparsas, custosas e sem escala, com risco de causar subsídios cruzados entre consumidores.	
381	ABSOLAR	A modernização do atual parque de medidores deve ser amplamente discutida antes da abertura do mercado.	Vide seção III.6 desta NT.
382	AcendeBrasil	Há três formas para se lidar com esta questão: (i) Alternativa A – Troca Planejada e em Massa (custo previsto nas Revisões Tarifárias Periódicas e Reajustes Anuais): Como nesta alternativa a troca de medidores é de interesse sistêmico, a ação deveria ser alvo de política pública, independentemente da abertura do mercado; Por ser política pública planejável, a substituição em massa e de forma ordenada é mais econômica do que a substituição dispersa e gradual; A política pública poderia ser justificada com base nos seguintes atributos dos medidores inteligentes: possibilidade de adoção de estruturas tarifárias mais complexas (mais aderentes aos custos e restrições das redes); melhor gestão das redes; melhor entendimento do perfil da carga; provisão de novos serviços; e melhor avaliação do valor do serviço. (ii) Alternativa B – Troca Gradual Gerida pela Distribuidora (risco e custo de substituição antecipada dos medidores assumido pelas distribuidoras); (iii) Alternativa C – Troca por Solicitação do Cliente (custo do ativo não amortizado assumido pelo cliente). Recomenda-se a Alternativa A por possibilitar uma transição mais rápida e eficiente. Independentemente da alternativa, o programa de modernização da medição, embora desejável, não deve ser visto como barreira para o processo de abertura do mercado.	Vide seção III.6 desta NT.
383	AES	Todos os serviços de alteração da medição deveriam ser cobertos pela Distribuidora (valores tabelados) e repassados aos clientes na conta do serviço regulado (por meio de parcelamento e outras facilidades para acomodar os custos). Ou, alternativamente, a Distribuidora poderia realizar a adequação do SMF de todos os consumidores de sua área de concessão e repassar estes gastos na tarifa da TUSD ou por meio de um encargo específico (e temporário). Assim, teríamos 100% dos consumidores elegíveis e tecnicamente aptos a migrar para o mercado livre.	Vide seção III.6 desta NT.
384	ANACE	A medição deve ser de responsabilidade do concessionário de distribuição. Assim sendo, os padrões de medição devem ser definidos pela ANEEL e sua implantação, manutenção e método de leitura, de responsabilidade da distribuidora, remunerado por sua tarifa. Não há razão para outro agente ser envolvido nesse tema ou responder por tais custos. O serviço de medição da energia consumida é inerente à distribuição desde que essa indústria se estabeleceu. As regras vigentes a partir de 1/1/21 devem ser mantidas e estendidas.	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 155 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
385	APINE	Atender as especificações da distribuidora e da CCEE, de acordo com o porte do consumidor, sendo os custos assumidos pelo próprio consumidor.	Vide seção III.6 desta NT.
386	Casa dos Ventos	Conforme resposta anterior, a substituição de medidores não é requisito. Considerando as vantagens de <i>smart meters</i> frente aos medidores eletromecânicos, uma alternativa seria permitir que durante um período predefinido, por exemplo “x anos”, os recursos de P&D dos agentes do setor pudessem ser direcionados para a troca de medidores. No mais, os medidores poderiam ser substituídos conforme acordo entre consumidor e comercializador.	Vide seção III.6 desta NT.
387	CCEneI-RJ e CONACEN	Como definido atualmente, o consumidor deverá arcar com os custos para a adequação da medição (obras civis, painel de medição, etc), não incluída a substituição do medidor, que deverá ser custeada pela distribuidora. As distribuidoras deverão alterar as Normas para atendimento, de forma que as medições de novos consumidores já estejam adequadas ao padrão exigido pela ANEEL/ONS/CCEE para o Mercado Livre. A ANEEL deverá conceder um prazo às distribuidoras para alteração da Norma de aprovação de projetos como também para proceder a ampla divulgação em sua área de concessão. Findo esse prazo e se a distribuidora não tiver cumprido a determinação da ANEEL, deverá custear integralmente as adequações das instalações de consumidores que fizerem opção pela migração ao ambiente livre, cujos projetos tenham sido aprovados no padrão anterior, após o prazo concedido pela ANEEL.	Vide seção III.6 desta NT.
388	CEMIG	A troca de medidores, implica a necessidade de vultosos investimentos que, se feitos para todos os consumidores que não possuem a medição da demanda, pode se tornar inviável no curto prazo. Para a cobrança dos itens de transporte (distribuição e transmissão) na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, há a alternativa da capacidade do disjuntor de entrada ou a declaração da carga atendida pelo consumidor, de forma a permitir que a concessionária possa fazer a substituição dos medidores, ao longo do tempo, a seu critério.	Vide seção III.6 desta NT.
389	CHESF	Os custos/instalação de novos medidores deveriam ser arcados pelos Comercializadores Varejistas que se tornariam os responsáveis (agentes de medição) desse consumidor e, em contrapartida, não precisariam pagar ao Comercializador Regulado por esse serviço.	Vide seção III.6 desta NT.
390	Comerc	Para os consumidores conectados em média e alta tensão devem ser mantidos os requisitos técnicos atualmente existentes e regulados pela REN Aneel 863/2019 e na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST sobre especificações de medidores e responsabilidade técnica e financeira, não havendo diferenças entre os consumidores regulados ou livres e não havendo necessidade de alteração de medidores. Deve-se buscar também uma uniformização de critérios técnicos das distribuidoras, respeitadas as características regionais de cada uma. Já para os consumidores conectados em baixa tensão, a necessidade de alteração dos medidores dependerá da conclusão das discussões sobre a adoção da Tarifa Binômica, não devendo ser um requisito à abertura do mercado. Se for adotada solução que requeira a alteração do medidor, o custo deve ser da distribuidora local, que será repassado por meio das tarifas de uso do sistema de distribuição, como já é adotado com os medidores da Tarifa Branca. Adicionalmente, para facilitar a coleta dos dados de medição, os medidores devem estar associados à sistema de telemetria ou de sistema de comunicação que o supridor tenha acesso à leitura dos consumidores e cuja central de medição fique sob responsabilidade das distribuidoras. Em ambos os casos se	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 156 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		os consumidores desejarem usar medidores com funcionalidades além das previstas nos requisitos mínimos, os consumidores deverão arcar com a diferença, conforme já previsto na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST.	
391	CONCEL, CONCEL-MT e ConEDP-ES	A substituição dos medidores e o respectivo custo deve ser suportado pelas comercializadoras, que entregarão estes equipamentos aos consumidores em regime de comodato.	Vide seção III.6 desta NT.
392	ConCEMIG	Em princípio a substituição de medidores relacionada à migração para o mercado livre deveria ser suportada pelo consumidor que realiza esta opção. Desta forma, estes custos não iriam para a base de remuneração da distribuidora, evitando o rateio para todos os consumidores via tarifa por ocasião das revisões tarifárias. Por outro lado, isto poderia inviabilizar economicamente a migração de muitos consumidores de BT para o mercado livre em função do preço dos medidores. Como encontrar uma solução que possa equacionar a questão? É desejável que todos os consumidores que migrassem para o mercado livre tivessem seus sistemas de medição substituídos por medidores inteligentes, em função dos diversos benefícios que esta tecnologia traz em termos de acesso pelo consumidor a novos serviços, aumento da eficiência na gestão das perdas não técnicas e otimização dos custos de leitura e suspensão de fornecimento. Para os consumidores do Grupo A a exigência atual é de substituição por medidores inteligentes com característica de identificar fluxos bidirecionais. O mesmo já ocorre com os consumidores que possuem geração distribuída. Por outro lado, quando se pensa no parque de medidores eletromecânicos e eletrônicos não inteligentes ainda existente e na possibilidade de migração para os consumidores de BT, os custos de uma substituição de medidores em grande escala pode ser um limitador. Diversas distribuidoras já têm implantado programas de substituição de medidores eletromecânicos por medidores inteligentes. Em geral são iniciativas para melhorar a gestão das perdas não técnicas. São programas de substituição gradativa, mas que devem ser levados em conta, pois para estes consumidores a questão da substituição dos medidores já está equacionada. Para os demais consumidores do Grupo B há que se encontrar uma solução, pois os custos da substituição dos medidores acrescido das despesas mensais de comunicação certamente tornariam a migração inviável economicamente. Poderia se pensar na possibilidade de uma solução onde a distribuidora faria o papel de consolidação das informações do balanço energético para envio à CCEE, sendo devidamente remunerada para tanto. Esta possibilidade permitiria a migração do consumidor para o mercado livre sem a necessidade de troca do medidor. Trata-se de consumidores que não tem possibilidade de fluxo bidirecional de energia.	Vide seção III.6 desta NT.
393	ConEDP-SP e ConDECEL	Sendo necessária a substituição dos medidores, o custo deve ser suportado pelos consumidores optantes pela migração, visando não onerar os demais consumidores numa próxima revisão tarifária.	Vide seção III.6 desta NT.
394	ConElektro	Os custos da substituição dos medidores deverão ser bancados pelas distribuidoras e deverão ser rateados em uma revisão tarifária distinta apenas aos clientes do mercado livre (TUSD ML, distinta para o mercado livre).	Vide seção III.6 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 157 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
395	CONSELPA	Não há informação na NT sobre o valor desses medidores e seus vários tipos e as exigências de aprovação pelo INMETRO. Se a exigência técnica impor mudanças no equipamento o interessado que precisa fazer essa medição deve arcar com os custos. A pergunta que precisa resposta é: “O Consumidor que gasta abaixo de 500kWh pode pagar esse custo?”	Vide seção III.6 desta NT.
396	COPEL	Em relação à substituição dos medidores, importante salientar o impacto a ser percebido pelas distribuidoras de energia elétrica no processo de revisão tarifária, quanto à desativação e à depreciação desses bens e o devido reconhecimento tarifário. Portanto, inicialmente, infere-se que o custo deve ser suportado pelo consumidor livre. Adicionalmente, deve-se avaliar o aprimoramento dos Procedimentos de Rede e PRODIST em relação ao comissionamento do sistema de medição e faturamento nas instalações, visto que atualmente a responsabilidade é da empresa responsável pela instalação de conexão. Ante o exposto, visto que os consumidores do grupo A já possuem esse tipo de sistema de medição, a migração deve ser restrita a esse grupo.	Vide seção III.6 desta NT.
397	COPREL	Para o ACL o processo deve ser o atual, sendo o consumidor responsável financeiramente pelo medidor. Para o “cativo varejista” a distribuidora banca a troca do medidor de modo que este novo equipamento seja incorporado ao ativo imobilizado em serviço e remunerado na TUSD.	Vide seção III.6 desta NT.
398	CPFL	Com a separação das atividades e a multiplicação do número de agentes representantes dos consumidores, a medição inteligente se tornará fundamental para garantir a adequada gestão das informações e liquidações financeiras. Além disso, os medidores inteligentes são habilitadores de diversos ganhos proporcionados pela abertura do mercado. Com a disponibilidade de informações detalhadas de medição de forma rápida, o consumidor se beneficiará de tarifas mais adequadas, serviços personalizados e recursos energéticos distribuídos. Notadamente, em função dos avanços tecnológicos e das transformações em curso no setor elétrico, a introdução massiva de medidores inteligentes se apresenta como um pilar necessário para a transição energética, apoiada, principalmente, na digitalização e descentralização de recursos. Há diversos trabalhos avaliando essa tendência e a importância dos medidores nesse novo cenário que vem se desenhando para o setor elétrico brasileiro. O Grupo CPFL entende que a forma de reconhecimento dos custos não deve ser alterada. As distribuidoras devem continuar a receber remuneração pelos investimentos na rede, incluindo na medição. Por outro lado, devem ser feitos ajustes na regulação para reconhecer os investimentos em novas tecnologias adequadamente e permitir a troca massiva de medidores, alternativa adequada para habilitar os ganhos proporcionados pela abertura do mercado. A premissa adotada é a de que os investimentos em novas tecnologias não devem ser inibidos. A regulação, nesse sentido, deve prover uma estrutura neutra ao emprego de novas tecnologias. Além disso, os incentivos aos resultados desse tipo de investimento devem estar bem calibrados para que empresa e consumidores possam auferir os benefícios gerados pelos medidores. Em suma, há pelo menos três características importantes do problema que precisam ser levadas em consideração. A primeira é que a regulação da ANEEL utiliza dados históricos na definição de diversos parâmetros. Assim, a maior parte dos parâmetros regulatórios reflete uma realidade, até então pouco mutável, de investimentos “convencionais”. É preciso avaliar em que medida esses parâmetros históricos distorcem os custos e benefícios dos investimentos em inovação. A segunda é a incerteza natural de toda inovação. Apesar	Vide seção III.6 desta NT. Alterações no mecanismo do Fator X é matéria fora do escopo do presente estudo e deve ser tratada em processo específico.

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

(Fl. 158 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		<p>da possibilidade de utilizar a experiência internacional como fonte de informação, a falta de dados históricos e de uma experiência representativa e mais longa no contexto brasileiro, impossibilita o cálculo preciso dos efeitos dos investimentos em medidores inteligentes, pelo menos com o mesmo grau de precisão dos investimentos convencionais. A incerteza exige prêmios de risco mais elevados. A terceira característica é que equipamentos de mais alto conteúdo tecnológico tendem a apresentar vida útil mais curta. Como bem demonstrado pela ANEEL na Nota Técnica nº 27/2019/SRM-SRD-SGTSPE/ ANEEL, investimentos com vida útil mais curta possuem retorno muito volátil, excessivamente dependente do momento em que são feitos. Soma-se a isso o fato de que as perdas econômicas decorrentes de um aumento de falhas de ativos antes do fim da vida útil regulatória experimentado individualmente por uma empresa não serem repassadas às tarifas. Além disso, não se conhece com o mesmo grau de certeza de um investimento convencional a vida útil real de um medidor inteligente, o que implica um componente adicional de risco não capturado, por exemplo, pelo componente “Pd” do Fator X, que é baseado em dados históricos. Em particular, no caso de grandes programas de implantação de medidores inteligentes, a produtividade tende a mudar significativamente em relação ao histórico, uma vez que se está concentrando um grande montante de investimentos que não agregam mercado em uma janela temporal mais curta. A substituição de medidores que naturalmente ocorre, que já está implícita no Fator X, será feita de forma rápida, a um custo maior. Logo, é possível afirmar que haverá uma perda de produtividade associada ao maior custo de capital não capturada no Pd. O emprego de uma metodologia retrospectiva para cálculo do componente Pd do Fator X representa uma barreira regulatória que inibe um processo de implantação em grande escala de medidores inteligentes. Assim, a CPFL entende que para habilitar os benefícios potenciais da abertura do mercado, e mais amplamente habilitar a transição da base tecnológica para a transição energética, esse problema precisará ser endereçado através do ajuste do mecanismo do Fator X Pd considerando a diferença de custo de capital incorrida em programas de investimentos massivos em novas tecnologias e investimentos tradicionais.</p>	
399	Dinamo	<p>O requisito deve ser o menor possível – em nosso entendimento, apenas a instalação de medidor inteligente que atenda (ou chegue o mais próximo possível, dentro de uma lógica de custo-benefício sistêmico) aos requisitos do ambiente livre. Após um período de transição, caso se defina a migração obrigatória e, especialmente, se o custo da energia elétrica no mercado livre realmente for reduzido, pode simplesmente ser atribuído um percentual de perdas maior para medidores fora dos padrões. Não existindo alternativa, os medidores poderiam ser financiados pelo fornecedor de energia ou o gestor do consumidor.</p>	Vide seção III.6 desta NT.
400	EDP	<p>No curto prazo, não deve haver a troca de medidores de forma imediata, dessa forma não condicionando a abertura de mercado à substituição em massa dos medidores. Para visão a longo prazo, a substituição do parque ocorreria quando do <i>roll out</i> dos medidores atuais.</p>	Vide seção III.6 desta NT.
401	ELETROBRAS	<p>Por procedimento, a migração tem como etapa solicitar adesão à CEEE e formatar o contrato na modelagem exigida. Mas a opção da mudança é realizada por avaliação de viabilidade específica do consumidor. Assim, este deve arcar com os custos desse medidor ou, numa condição de atratividade, os agentes do ACL devam arcar com estes custos para</p>	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 159 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		potencializar sua carteira. Dentre outras medidas, teria que ser mantido um compartilhamento/atualização constante de um banco de dados do Comercializador Regulado (distribuidoras) e demais Varejistas.	
402	Enel	A substituição deve ser precedida de avaliação que comprove a viabilidade econômica para a sociedade como um todo, uma vez que os custos dessa adaptação podem se mostrar elevados, o que se contrapõe ao ganho de eficiência esperado. A alteração da medição de forma massiva implica a adoção de soluções tecnológicas de medição que ainda não são predominantes na infraestrutura atual, especialmente nas unidades consumidoras de baixa tensão. Como se vê, a depender do requisito técnico, há risco de trocas esparsas, custosas e sem escala, que podem onerar os demais consumidores que não exercerem o direito de migração ao ACL. Ademais, entende-se que a distribuidora, como operadora da rede e dos equipamentos de medição, pode prestar o serviço de agregação de carga e de transmissão de dados para fins das apurações de custos para os consumidores livres e respectivos comercializadores varejistas na CCEE. Destaca-se que os medidores, por já fazerem parte da Base de Remuneração das distribuidoras, e estarem associados à gestão e operação de ativos técnicos, devem permanecer sobre a responsabilidade da distribuidora, assim como o processo de medição.	Vide seção III.6 desta NT.
403	Energisa	A responsabilidade técnica por todos os medidores deve ser da distribuidora, sendo ela portanto a responsável por assegurar a adequação técnica da instalação do sistema de medição. O medidor em si deverá ser adquirido, aferido e implantado pela distribuidora. A Resolução Normativa nº 414/2010, com alterações promovidas pela Resolução Normativa nº 759/2017, prevê que os custos para adequação de sistemas de medição e faturamento para o caso de migrações em tensão secundária seriam de responsabilidade da distribuidora. Considerando que as distribuidoras não possuem gestão sobre o exercício do direito de migrar para o mercado livre, é fundamental que seus acionistas não subsidiem essa opção. A responsabilidade financeira pela troca do sistema de medição, incluindo o ressarcimento do custo do medidor, deve ser do consumidor que optou por migrar para o ACL ou da própria comercializadora, numa ação de captação e fidelização de clientes. Uma vez instalado e recebido pela distribuidora, esses medidores passarão a compor o ativo desta, sendo imobilizados por doação (obrigações especiais). A distribuidora também será a responsável pela manutenção desses sistemas de medição, incluindo a substituição em caso de avaria.	Vide seção III.6 desta NT.
404	Equatorial	O Poder Concedente deve considerar a hipótese de criação de um programa de massificação de medição inteligente e a ANEEL deve proceder a revisão da regulação do reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização da rede, especialmente devido ao hiato de remuneração que se verifica com a substituição de equipamentos com maior valor e menor vida útil. Ademais, o cliente que optar por migrar para o mercado livre antes de ser contemplado com medidor inteligente pela distribuidora deve pagar a diferença do medidor existente para o sistema de medição do mercado livre; assim será dada maior transparência do custo ao consumidor e evita-se onerar excessivamente a tarifa daqueles que permanecem. Para tanto, pode ser considerada metodologia semelhante à de cálculo da participação financeira do consumidor estabelecida na REN nº 414, de 9 de setembro de 2010.	Vide seção III.6 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 160 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
405	Essenz	No caso da atividade de medição, a recomendação é pela sua manutenção sob responsabilidade das distribuidoras. Esta opção permite que sejam auferidos ganhos de economia de escala inerentes a esta atividade e, ao mesmo tempo, estimula a presença de um maior número de comercializadores na medida em que reduz os custos requeridos para atuação no mercado. Não obstante, trabalha-se com o suposto de que essa opção facilita a migração de consumidores entre comercializadores, tendo em vista que a natureza desta atividade pode ser tida como neutra, isto é, não gera efeitos nas demais atividades da cadeia. Ademais, dada a dimensão continental brasileira e considerando que os comercializadores varejistas estarão aptos a atuar em todo o território nacional, a gestão da atividade de medição por parte dos comercializadores tenderia a apresentar maior nível de complexidade. Diante da perspectiva de difusão de medidores avançados, acredita-se que a opção por atribuir a responsabilidade pela medição às distribuidoras torna-se ainda mais pertinente. Considerando os volumes financeiros requeridos para o custeio dos investimentos em sistemas de medição avançada, acredita-se que as distribuidoras possuem maior capacidade financeira para realização destes investimentos, além da já mencionada capacidade de exploração de economias de escala. Adicionalmente, ressalta-se que o caráter regulado do setor de distribuição cria condições para o pleito do reconhecimento destes medidores na base de ativos e, por consequência, o repasse do investimento para as tarifas. Concomitantemente, atribuir a medição às distribuidoras facilita a padronização e aplicação de protocolos de comunicação e, no limite, permite minimizar eventuais problemas de interoperabilidade de softwares e hardwares. Também devem ser ressaltados os ganhos de natureza operacional associados à instalação de medidores avançados passíveis de serem explorados pelas distribuidoras. Ainda em termos da temática de medição avançada, é imperativo que sua implementação seja acompanhada da definição de regras claras de acesso aos dados, bem como da construção de infraestrutura que permita o acesso ágil a estes dados. Observa-se a necessidade de, no mínimo, se disponibilizar aos consumidores os dados de consumo dos últimos 24 meses em um prazo de até três dias úteis. Idealmente, deve ser construída uma plataforma que permita o acesso às informações em tempo real. No mais, além do operador da rede poder usar os dados agregados, os dados individualizados de cada consumidor devem estar aptos a serem disponibilizados para comercializadores interessados mediante à autorização do consumidor.	Vide seção III.6 desta NT.
406	IDEC	Podem ser necessárias melhorias na rede de distribuição e a adoção de sistemas de medição eletrônica. No primeiro caso, como os custos de instalação desse sistema são elevados, é necessária cautela para evitar, por exemplo, que pressionem as tarifas dos consumidores que não optarem pela migração. Já os sistemas de medição eletrônica se mostram necessários porque as operações de compra e venda de energia no mercado livre exigem sistemas de medição que garantam um controle preciso do comportamento do consumo ao longo do tempo (não apenas a soma do consumo total em determinado período). No caso dos medidores, há que se estabelecer, com critérios transparentes, período de transição para que o atendimento da demanda de tais medidores ocorra, de modo a prevenir fenômenos de mercado que também onerem os consumidores, inclusive devido à eventual formação de cartéis e concentração de mercado de fornecedores de medidores.	Vide seção III.6 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 161 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
407	Lemon	As empresas de comunicação emprestam um modem para seus clientes. Da mesma forma, os operadores de varejo podem oferecer medidores para seus clientes. Esse custo fará parte do custo de aquisição dos clientes. Ou alternativamente, uma empresa terceirizada, especialista em medição e faturamento pode passar a existir e prestar serviços para comercializador regulados ou operadoras de varejo. Já existe solução similar utilizada em condomínios residenciais e shopping centers para rateio de custos de energia, água ou gás. Nesse caso, há uma única entrada da concessionária e o rateio é proporcional ao consumo de cada unidade de acordo com o medidor privado individual.	Vide seção III.6 desta NT.
408	Landis+Gyr	Entendemos que a única solução viável para a abertura de mercado, envolve obrigatoriamente a substituição da medição convencional por um Sistema de Medição Inteligente. Porém, a taxa de penetração de Medidores Inteligentes no Brasil, ainda é diminuta (< 4%, considerando os consumidores com SDMEE para combate às perdas não técnicas). Recomenda-se avaliar pelo menos 2 situações: 1) Migração de Consumidores do Grupo B com consumo elevado (industrial, rural, comercial e grandes residenciais). É razoável supor, que a adesão dos consumidores à medida que os limites de carga sejam reduzidos, será parcial e dispersa pela área geográfica da concessão. Para essa situação, pode-se adotar o princípio de substituição sob demanda, ou seja, quando o consumidor optar por migrar ao mercado livre. 2) Migração de Consumidores do Grupo B de menor porte. Apesar do mesmo princípio acima poder ser adotado (sob demanda), deve-se avaliar e aprimorar mecanismos e incentivos para que soluções de Medição Inteligente massivas sejam implantadas, para garantir realmente que todos os consumidores elegíveis estejam habilitados a migrar, viabilizando que as empresas comercializadoras varejistas atuem de forma pró-ativa, realizando ações de publicidade e marketing para capturar novos “clientes”, sem que a medição seja uma barreira em termos de prazo ou custo. Ainda, com a separação das atividades de comercialização regulada da atividade de distribuição, pressupõe-se que esse novo ator, a comercializadora regulada, também irá usufruir das informações dos Sistemas de Medição Inteligente. Considerando o provisionamento legal atual (Portaria MME n. 465/2019 e a MP n. 1031/2021 – Privatização Eletrobrás), assim como recentes estudos encomendados pela ABRACEEL, os consumidores de menor porte se tornarão elegíveis ao mercado livre em um horizonte mínimo de 5 anos (2026 em diante). Outro ponto relevante é que, a medida que novas modalidades tarifárias aplicáveis ao grupo B sejam desenhadas, a implantação provavelmente será habilitada através de Medidores Inteligentes com funcionalidades mais avançadas. A ANEEL recentemente lançou a consulta pública n. 049/2021 para obter subsídios referentes à minuta de Resolução Normativa e à proposta de Projeto de Governança para aplicação de Projetos-Pilotos de Tarifas (Sandboxes Tarifários), o que corrobora com o aspecto mencionado acima. Diante do exposto, estudos direcionados para a implantação massiva de Medição Inteligente para consumidores do Grupo B precisam ser realizados (ou revisados) à luz desta nova realidade, ou seja, onde os consumidores irão comprar energia em um ambiente competitivo e com uma nova estrutura de tarifas, de modo a definir, eventualmente, que estes investimentos estruturados em Medição Inteligentes sejam iniciados com celeridade pelas concessionárias de distribuição, com uma visão clara do que deve ser feito, em qual horizonte, com qual custo e principalmente, como repassar às tarifas. Ao final, essas componentes de custos estará presente na “tarifa fio” a ser paga pelos consumidores no mercado livre e no mercado regulado. Neste ponto, entendemos	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 162 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		a importância da ANEEL definir não apenas o “O quê?”, mas também o “Como?”, para realmente viabilizar de forma adequada esta abertura de mercado para todos os consumidores, deixando a escolha da tecnologia a ser adotada à cargo da distribuidora e ou comercializadora varejista. Para os casos de consumidores elegíveis a políticas públicas como a Tarifa Social de Energia Elétrica, deve ser avaliado se existe algum sentido econômico e social para a extensão de elegibilidade à estes. Sobre quem deve suportar os custos: Em ambas as situações descritas acima, entendemos que os custos devem ser suportados pela concessionária de distribuição (empresa fio), sendo que amortização do investimento deve se dar de forma isonômica através da componente TUSD Fio B a ser paga por todos os consumidores, independentemente do ambiente optado (ACL ou ACR). Por fim, deve-se avaliar a possibilidade de a empresa comercializadora varejista realizar aportes complementares para adoção de soluções de medição e gestão de dados mais sofisticadas, ficando a concessionária de distribuição ainda responsável pelos aspectos técnicos e de manutenção.	
409	Light	Nesse caso, a substituição deverá ocorrer quando o consumidor optar pela liberalização. O parque de medição deve ser controlado, gerido e operado pela Distribuidora. Por outro lado, o incremento de custo deve ser alocado aos consumidores beneficiados, de modo a impedir o sobrecusto ao consumidor não-migrante	Vide seção III.6 desta NT.
410	LUDFOR	A responsabilidade de adequação e substituição dos medidores deve ser da distribuidora. Entretanto, os custos relacionados a troca do equipamento deverão custeados pelo consumidor o qual pagará um percentual do valor e o restante pode ser subsidiado através da CDE ou outro encargo a ser criado para fomentar a abertura e modernização do mercado.	Vide seção III.6 desta NT.
411	Neoenergia	Segundo simulações da ANEEL na Audiência Pública nº 059/2018, a implantação de medição de demanda para o custo de disponibilidade de rede utilizada, implicaria em um acréscimo, na média, de 13% na fatura atual. Isso considerando o preço de aquisição e instalação de medidor eletrônico da ordem de R\$ 500,00. O Grupo Neoenergia entende que esse custo da troca dos medidores para medição de demanda é facilmente superado pelo avanço de eficiência econômica que pode ser obtido pelo correto sinal de preço, principalmente se adotada uma implantação gradual da substituição dos mesmos, por área geográfica e com prévia e massiva explicação e orientação aos consumidores. Ou seja, a solução a ser adotada tem que levar em consideração um cronograma de substituição de medidores, mesmo que num processo de médio e longo prazo (7 a 10 anos). Isto para dar um sinal adequado para o consumidor com efetiva possibilidade de otimização de sua utilização de potência da rede e redução ou compensação de acréscimos na fatura com a mudança na forma de tarifação. Complementarmente, deve ser regrado que, no novo cenário de abertura de mercado e com a proposta de atualização do parque de medição, o comissionamento do SMF para o ACL continuará sendo realizado pela Distribuidora _{Fio} e, as adequações físicas (padrão, cabine, obras civis, entre outros) deverão ficar a encargo do consumidor ou Comercializador Varejista, conforme disciplina a regulamentação vigente. Por fim, quando do requerimento de implementação de conjunto de medição com tecnologia ou funcionalidades adicionais ao padronizado pela Distribuidora _{Fio} , é razoável o repasse dos custos ao consumidor ou Comercializador Varejista demandante, referentes a diferença do valor do medidor (em relação ao padronizado), serviço de troca do medidor e adaptações do canal de	Vide seção III.6 desta NT.

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

(Fl. 163 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 6.1)	Comentários
		comunicação, tendo em vista que a mudança/ampliação do parque de medidores para monitoramento no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE já irá onerar a tarifa referente ao uso do fio.	
412	Omega	Não vemos requisitos técnicos adicionais para migração ao ACL. O objetivo dos processos e requisitos deve ser a redução do tempo necessário para migração. A eventual troca de medidores deve ser uma opção escolhida e paga pelo consumidor e oferecida pelo comercializador ou distribuidora, conforme especificações técnicas da distribuidora obedecendo diretrizes da ANEEL/CCEE.	Vide seção III.6 desta NT.
413	STATKRAFT	O processo deve ser gerenciado pela distribuidora de origem em comunicação com a CCEE (SMF), como é feito nas condições vigentes. Os custos deverão ser suportados pelo consumidor.	Vide seção III.6 desta NT.

7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
414	ABEEÓLICA	A princípio, haveria a necessidade de ampla campanha de esclarecimento e conscientização do processo de abertura do mercado, de forma antecipada para que os consumidores pudessem estudar o assunto até o momento que a migração seria implementada.	Vide seção III.7 desta NT.
415	ABGD	Sim. Além do código de defesa do consumidor, que é bem amplo e traz boa segurança jurídica para o cidadão, há a necessidade de criação de código/lei específica que proteja os consumidores residenciais, principalmente aqueles de menor poder aquisitivo e os que geram sua própria energia.	Vide seção III.7 desta NT. Vale lembrar que a REN 414/2010, estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores.
416	ABRACE	Não, entendemos que a ANEEL continuará fazendo o seu papel de fiscalização do setor, garantindo que as comercializadoras sigam as regras estabelecidas. E o consumidor terá autonomia para escolher a melhor opção para seu suprimento, arcando com os riscos, e até mesmo optar pela troca caso não esteja satisfeito.	Vide seção III.7 desta NT.
417	ABRACEEL	O PL 414/2021, que trata da modernização do setor, tema discutido há mais de seis anos, endereça a necessidade de ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando sua atuação em um mercado liberalizado. Assim, consideramos relevantes campanhas de conscientização, e a definição de estratégias de divulgação e publicidade, para prover informação simples e precisa para o consumidor sobre a possibilidade de troca de fornecedores de energia. Por exemplo, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de Portugal, país onde todos os consumidores são livres, divulga boletins periódicos para facilitar as informações aos consumidores finais. Nesse aspecto, o regulador teria um papel de controle da concorrência, similar ao que ocorre na Anatel para a telefonia e na ANS para os planos de saúde.	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 164 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		Poderia, por exemplo, indicar que os fornecedores varejistas tenham um produto padrão divulgado na internet, o que pode caminhar para o que é observado em outros países, onde o consumidor pode pesquisar ofertas e conhecer os planos de varejistas e simular gastos com as faturas.	
418	ABRADEE	Se o objetivo for conferir dinamismo às escolhas dos consumidores, com o menor custo de transação e cognição possível, é preciso que se defina um conceito de fronteira entre atacado e varejo que respeite a própria dinâmica das relações consumeristas no varejo – consumidor como hipossuficiente, com direitos de ordem constitucional e legal que transcendem o setor elétrico. Na definição dessa fronteira, é preciso selecionar qual característica do consumidor implica sua inclusão em um sistema de proteção, transparência e informação que leve em conta as seguintes dimensões: 1. O consumidor deveria ser protegido do risco de contraparte, que seria equacionado pelas condições regulatórias para o licenciamento dos comercializadores varejistas; 2. O consumidor deve conseguir comparar produtos razoavelmente padronizados, em ambientes de confiança, que garantam uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos; 3. O consumidor não deve ser exposto a tomadas de decisão e a condições de participação no mercado que sejam excessivamente complexas; 4. O consumidor deve ser informado pelo supridor de situações que possam afetar seu custo de compra de energia de forma didática e com recomendações práticas de como evitar ou minimizar a exposição a esse custo; 5. O consumidor é incluído no grupo que possui a salvaguarda do suprimento de última instância por meio da comercialização regulada caso ocorra descontinuidade na relação de suprimento com o comercializador varejista, notadamente em caso de quebra deste comercializador. O conceito a ser buscado vai além, portanto, de uma representação facultativa de cargas que poderiam acessar diretamente o mercado atacadista. Não é uma questão que se limita à simplicidade operacional e redução de custos de adesão à CCEE, mas que representa a isonomia no sentido amplo, ou seja, tratar diferentemente os diferentes. Nesse caso, é preciso internalizar no setor elétrico a diferença entre consumidores hipossuficientes e autossuficientes dentro de um mercado livre varejista.	Vide seção III.7 desta NT. O item 5 foi discutido na seção III.4 desta NT.
419	ABRAGE e Engie	Não.	Vide seção III.7 desta NT.
420	ABSOLAR	Não existe a necessidade de um tratamento regulatório específico, porém é recomendável a realização de uma ampla campanha de esclarecimento e conscientização quanto ao processo de abertura do mercado, com uma antecedência e linguagem adequada para garantir a compreensão das mudanças oriundas da liberalização do mercado. Como já dito, a migração em larga escala de consumidores de baixa tensão implica na revisão ampla do modelo vigente. Do ponto de vista do consumidor, é essencial que seja feita uma comunicação clara do que significa “mercado livre de energia”, que ele continuará tendo o vínculo com a distribuidora, e garantir acesso à informação: acesso ao consumo de energia, aos preços de energia, quais são os seus direitos como consumidores de energia. Lembrando que a simples comparação com o mercado de telefonia não é válida: migrar para o mercado livre de energia é diferente de portabilidade de plano de celular, uma vez que o serviço do fio continuará regulado e de responsabilidade da distribuidora. Adicionalmente, mostra-se	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 165 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		importante criar mecanismos que garantam a qualidade dos serviços prestados, alocando de maneira adequada direitos, deveres, riscos e oportunidades que cada agente assumirá neste novo contexto.	
421	AcendeBrasil	A abertura de mercado deve ser precedida de: esforço de comunicação a respeito de riscos envolvidos nas escolhas (campanhas educacionais ou de conscientização); definição de padrões contratuais mínimos que explicitem de forma simples as implicações contratuais (por exemplo, um “Selo Aneel” com classificação de tipos de contratos e de graus de risco de forma a facilitar comparações entre os produtos oferecidos); como o grande pressuposto na abertura do mercado é “escolha do consumidor”, nos casos de escolha malsucedida do consumidor pode ser necessário prever um tratamento especial para o desligamento do consumidor; políticas mínimas exigidas dos comercializadores e distribuidoras para assegurar a proteção de dados do consumidor, até em função dos comandos da LGPD; e o corte de fornecimento deve ser mantido e permitido, mas limitado a um determinado prazo, com pagamento de multa.	Vide seção III.7 desta NT. Quanto à sugestão sobre a necessidade de prever um tratamento especial para o desligamento do consumidor, vide discussões na seção III.4. Sobre questões relacionadas ao corte de fornecimento, vide seção III.8.
422	AES	Sim, principalmente para garantir a transparência na contratação. Proporcionar informação ao consumidor é um ponto crítico para a mudança, campanhas de conscientização e esclarecimento de dúvidas devem ser divulgadas, a fim de integrar o consumidor à transição de maneira ativa. Ainda, conforme referenciado em outras questões, a regulação poderia trazer, por exemplo, a possibilidade de escolha de fornecedor apenas entre comercializadores varejistas, no caso da opção pelo fornecimento no Mercado Livre. Fornecedores estes com obrigações de conscientizar seus clientes com ações e campanhas informativas como acima descrito, além da operação que deverá ser realizada pelo próprio governo. Por fim, mais uma vez em busca de aprender com operações já ocorridas, do mesmo modo que as empresas de telefonia tem a obrigação de divulgar seus pacotes de serviços, com características e preços, o mesmo deveria ser observado pelas comercializadoras, observado o Código de Defesa do Consumidor e as necessidades de cunho informativo que ali constam.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
423	ANACE	A abertura do mercado deve ser gradual e levando em conta o porte dos consumidores. A abertura do mercado para consumidores com demanda abaixo de 500 kW, ampliará o número de agentes das atuais cerca de 25.000 unidades, para mais de 200.000 pontos de consumo no país. Quando se considerar a abertura desse mercado para os consumidores alimentados em baixa tensão, sugere-se ampla comunicação e educação por meio da mídia, com informações suficientes a conscientizar o público. Há necessidade de que as pessoas em geral tenham maior contato com esse mercado.	Vide seção III.7 desta NT.
424	APINE	A adesão ao mercado livre envolve riscos que terão que ser assumidos por quem optar pela migração. Serão necessárias campanhas de esclarecimento para evitar que consumidores sejam induzidos a realizar a migração sem o conhecimento pleno dos riscos envolvidos e das condições de suprimento a que estarão submetidos.	Vide seção III.7 desta NT.
425	Casa dos Ventos	Sim. Deve-se garantir que os mesmos possuam o comercializador regulado como supridor de última instância. Além disso, comercializadoras que atuem com consumidores residenciais devem ter maior regulação quanto às exposições contratuais e robustez financeira.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
426	CCEnel-RJ e CONACEN	Sim. Deverá ser estabelecido em Comando Legal e, posteriormente, em regulamento da ANEEL, um padrão de contrato que deverá ser seguido pelo agente do mercado que se dispuser a celebrar contrato de compra e venda de energia com	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 166 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		esses consumidores. Essa regra deverá valer apenas para consumidores residenciais atendidos em baixa tensão e os atendidos em média tensão com demanda até 75 kW.	
427	CEMIG	Não. Regramento setorial atual, código civil e código de defesa do consumidor são suficientes para regular a relação entre as partes.	Vide seção III.7 desta NT.
428	CHESF	Sim. A Agência deverá atuar em prol de uma segurança no mercado, impedindo a atuação de maus Varejistas. Para isso, haverá a necessidade de regulamentação específica.	Vide seção III.7 desta NT.
429	Comerc	Sim. Além de serem observados os preceitos gerais do Código de Defesa do Consumidor, é importante não somente para os consumidores, mas também para os fornecedores o estabelecimento de critérios e requisitos objetivos sobre a prestação do suprimento do produto energia e dos serviços associados, muitos dos quais já estão previstos na REN ANEEL nº 414/2010 e no módulo 11 do PRODIST. Além disso, cita-se como exemplo o conjunto de direitos dos consumidores de energia europeus, que estabelece dentre outros, informações mínimas e precisas a serem contidas nas faturas, prazos máximos para migração de fornecedores. Os critérios, entretanto, não devem ser restritivos a ponto de inviabilizar a efetiva migração dos consumidores para o ambiente livre ou o interesse de empresas no exercício do agente supridor.	Vide seção III.7 desta NT.
430	CONCCEL, ConEDP-ES e ConEDP-SP	Com toda certeza os consumidores residenciais, por suas características, precisam de um tratamento regulatório específico para sua proteção.	Vide seção III.7 desta NT.
431	ConCEMIG	Sim, o tratamento regulatório para consumidores residenciais migrarem para o mercado livre deve ser diferenciado, de forma a atenuar os riscos para estes consumidores. Um dos exemplos de tratamento diferenciado seria a possibilidade de retorno ao mercado cativo em prazo inferior aos consumidores do Grupo A.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
432	ConDECEL	Precisa ser um ambiente mais seguro para evitar que este novo consumidor não seja pego em armadilhas e ao invés de diminuir seu custo de energia acabe se complicando e tendo outras perdas não previstas, portanto, sim, os consumidores residenciais exigem um tratamento regulatório específico.	Vide seção III.7 desta NT.
433	ConElektro	Todo consumidor deverá ter a proteção regulatória do setor elétrico (ex: ANATEL – gestão da banda de internet contratada) e do CDC – Código de Defesa do Consumidor. O consumidor faria um contrato de compra de energia com a empresa de sua escolha (contrato de adesão regulado pela ANEEL). A relação técnica seria com a Distribuidora responsável pelos fios (TUSD). Atualmente o contrato de adesão é o instrumento muito adotado nas relações de consumo. São elaborados, geralmente por uma das partes (proponente) e usados no dia a dia das relações de consumo. Modelos prontos para garantir a agilidade e execução dos negócios (Contratação de Internet, telefonia celular, etc).	Vide seção III.7 desta NT.
434	CONSELPA	Sem dúvida que o consumidor residencial precisa de tratamento regulatório para sua proteção, principalmente, porque não detém conhecimento técnico, nem experiência, nem vivência, nem a “malandragem”, para ir às compras nesse mercado. Se for na feira livre, na quitanda, no supermercado ou no shopping é outra história!	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 167 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
435	COPEL	A abertura do mercado exigirá maior conhecimento das operações do mercado por parte do consumidor, ensejando a necessidade de campanhas de conscientização atinentes ao risco de contratação no mercado livre de energia. Adicionalmente, é importante estabelecer padrões de terminologia e definições para a contratação de energia, de forma que seja possível comparar os produtos disponibilizados pelas comercializadoras no mercado livre. Em relação aos riscos relacionados à volatilidade dos preços de energia no curto prazo, propõe-se que a exigência de que o consumidor apresente contratação de sua demanda por, no mínimo, três anos, a ser verificado pela CCEE.	Vide seção III.7 desta NT.
436	COPREL	Sim. Ele deve adquirir energia de uma comercializadora varejista, compulsoriamente.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
437	CPFL	O Grupo CPFL Energia entende que, para ocorrer uma abertura total do mercado livre de forma saudável e sustentável, não somente para todos os agentes que compõem os elos da cadeia de valor do setor, mas também para os consumidores inseridos neste contexto, deve haver a obrigatoriedade de representação por um comercializador varejista de todos os consumidores abaixo de 500kW, sem prejuízo de poderem optar por esta representação todos os demais consumidores com demanda superior a 500kW. Tal medida visa garantir a alocação adequada de riscos sistêmicos e organizar o mercado livre de consumidores com porte de varejo.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
438	Dinamo	Com toda certeza. A abertura de mercado deve chegar até o consumidor pessoa física, mas deve haver cuidado especial para que direitos e obrigações fiquem bem definidos e delimitados, protegendo a parte hipossuficiente. A regulação deve exigir informações claras nos contratos de compra e venda de energia e/ou representação, para que o consumidor saiba o preço pago, impostos, taxas, prazos, como reclamar, entre outras informações, de forma fácil e acessível. A mudança de fornecedor de energia para consumidores deve ser facilitada, a exemplo da 'portabilidade' vista em diversos setores, sem prazo de carência ou com prazo limitado (p.ex. 12 meses). Os supridores de energia para consumidores residenciais também deverão, obrigatoriamente, contar com canais de atendimento acessíveis e deverão ter a obrigação de atuar como disseminadores de informação, contribuindo para a capacitação dos consumidores à nova realidade.	Vide seção III.7 desta NT. Conforme exposto na seção III.5, os custos devem ser transparentes e discriminados por serviços, de modo a facilitar o entendimento por parte do consumidor.
439	EDP	É importante que os consumidores compreendam o funcionamento do setor elétrico e as responsabilidades que devem ser assumidas com a migração para o ACL. Deve ficar claro que a liberdade de escolha oferecida ao cliente resume-se, tão somente, aos comercializadores, de maneira que ficam mantidas as áreas de concessão das distribuidoras. Ou seja, somente será possível a conexão da unidade consumidora através do sistema elétrico (serviço fio) da distribuidora responsável pela respectiva concessão. No que tange as comercializadoras, é importante que haja um regulamento que garanta as condições suficientes para suprir energia aos consumidores (critérios de entrada, manutenção e saída). Além das diretrizes a serem dadas ao acesso das informações dos consumidores entre as distribuidoras e comercializadoras.	Vide seção III.7 desta NT.
440	ELETRORAS e Furnas	Sim, em busca da robustez de mercado, visando sua segurança. No caso de falência do comercializador varejista, a sua carteira pode ser leiloada, com opção aos consumidores para retornar à distribuidora local sem carência. Deve-se estar atento ao Código de Defesa do Consumidor – CDC que assegura a integridade de cada consumidor, assim como seus direitos, assegurando que não haja interrupção do serviço independente da condição do fornecedor contratado. Por isso	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 168 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		é que entendemos que deve haver a migração automática do consumidor para o Varejista de Última Instância para casos como esse. Além disso, uma política de comunicação com determinados padrões mínimos de qualidade é imprescindível. A Nota Técnica CCEE – 0042/2019 apresenta frentes de atuação para o aperfeiçoamento dos critérios atualmente exigidos nas normas regulatórias, como a REN 678/2015; Necessidade de maior segurança ao mercado, aumentando o nível de exigência para comercialização e manutenção das operações de risco; Auxílio aos agentes na tomada de decisão a respeito da escolha de suas contrapartes; Deve-se dar clareza aos consumidores em relação às suas opções e riscos.	
441	Enel	O objetivo a ser alcançado com a abertura de mercado é garantir ao consumidor o poder de escolha do seu supridor de energia. Desta forma, não há que se adotar um tratamento regulatório específico para os consumidores residenciais. Ressalta-se que a abertura, por si só, deve ser precedida de uma vasta campanha de comunicação e conscientização que viabilize, por meio de uma linguagem adequada e direcionada aos diferentes públicos alvo, um maior esclarecimento quanto aos benefícios e ações associadas ao empoderamento oferecido aos consumidores como um todo. Ademais, associado à essa campanha, se bem direcionada, há que se destacar o poder de adaptação dos consumidores à velocidade de mudança cada vez mais acelerada. As mudanças as quais todos os consumidores, como cidadãos, vêm se sujeitando comprovam a nossa capacidade de adaptação. O exemplo mais recente resta na adaptação massiva feita por toda a humanidade às condições de contorno da COVID-19. Desta forma, há que desmistificar a incapacidade do ser humano à adaptação. Essa adaptação é possível, desde que associada ao correto incentivo e linguagem de comunicação. Ademais, esta velocidade de se adequar ao novo está cada vez mais rápida.	Vide seção III.7 desta NT.
442	Energisa	Todos os consumidores ligados em baixa tensão, sejam eles residenciais, comerciais, rurais, industriais ou de qualquer outra classe de consumo, deverão ter regras especiais para migração para o ACL e retorno para a Comercializadora Regulada (SUI). Os contratos no ambiente livre devem ser, como diz o nome, totalmente livres, incluindo a modalidade em que o preço acompanha o PLD horário. A única proteção para os consumidores que optaram por se tornar livres deve ser a possibilidade de voltarem a ser atendidos pela Comercializadora Regulada. Mesmo assim, esse retorno deve estar sujeito a algumas regras especiais (tarifa regulada com sobrepreço caso o retorno se dê por inadimplência do consumidor, impossibilidade de nova migração durante um determinado prazo, entre outras) de modo a desestimular qualquer tipo de arbitragem entre os dois ambientes. Adicionalmente, destaca-se que para abertura adequada do mercado aos pequenos consumidores torna-se necessário regras claras e potencialmente mais rígidas para o licenciamento dos varejistas, mitigando riscos de contraparte, além de condições de mercado que favoreçam que a informação chegue ao consumidor, para garantir sua tomada de decisões consciente de custos, benefícios e riscos.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
443	Equatorial	Haveria a necessidade de regulação das condições de retorno temporário do consumidor ao regime regulado, para suprimento de última instância, no caso de desligamento de seu supridor da CCEE. Ademais, o regime regulado permanente do CRE para atendimento de consumidores beneficiados por subsídios e para iluminação pública, pode possuir regras especiais. Finalmente, a ANEEL deve disciplinar mecanismos e instrumentos para reduzir a assimetria de	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 169 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		informação dos consumidores, como a ampla publicidade de preços e condições de contratação e a disponibilização de simuladores comparativos.	
444	Essenz	A abertura do mercado para consumidores residenciais requer a adoção de normas de governança do mercado ainda mais rigorosas. Em especial, ressalta-se a relevância de diretrizes acerca da manutenção do suprimento em caso de falência do comercializador. Ademais, é fundamental o estabelecimento de métricas de monitoramento de exercício de poder de mercado acompanhadas dos devidos meios de coibição.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
445	Ibitu	A educação através de campanhas para esclarecimento dos riscos envolvidos, das condições de suprimentos, de prazo de retorno e outras regras pertinentes necessárias para permanência do consumidor no ACL. Os fornecedores de energia para clientes residenciais devem ter capacidade financeira para honrar seus compromissos e isso pode passar por um maior controle para segurança de mercado em geral ou um controle específico e mais rigoroso para esse tipo de agente.	Vide seção III.7 desta NT.
446	Lemon	Principal ponto é garantir que as reclamações dos consumidores sejam endereçadas. Manter um ranking de reclamações resolvidas no modelo Reclame Aqui e penalizar as operadoras que não resolvam reclamações de seus clientes.	Vide seção III.7 desta NT.
447	Landis+Gyr	Entendemos que sim, uma vez que são consumidores com menor familiaridade e conhecimento sobre todos os aspectos do setor elétrico. A comercializadora varejista, regulada ou não, deve resguardar esses consumidores.	Vide seção III.7 desta NT.
448	Light	Deve haver tratamento específico para quebra/falência/desligamento da comercializadora varejista, com mecanismo para repasse rápido da carteira de clientes ao Supridor de Última Instância (SUI). O cliente transferido ao SUI nessa circunstância será atendido com tarifas específicas tipicamente mais altas do que no ACL, para estimular a migração para outros varejistas. Deve haver obrigação do varejista manter em seu site os preços/pacotes oferecidos aos clientes. Deve haver uma duração máxima do contrato de fornecimento, por exemplo três anos, prorrogável automaticamente. Não deve haver restrição de prazo de troca de varejista, em relação a prazo ou aniversário de contrato, mas se o consumidor quiser trocar antes de um ano de contrato, poderá ser cobrada multa. Devem ser estabelecidas regras para o consumidor inadimplente, com prazo para quitação e para troca de varejista. E caso o consumidor fique inadimplente com um varejista e não consiga contratar a portabilidade com nenhum outro varejista dentro de um prazo pré-definido após a confirmação da inadimplência, o consumidor será compulsoriamente transferido ao SUI para atendimento em última instância, devendo permanecer no SUI por um período mínimo (ex. um ano). Se ficar inadimplente perante o SUI, esse consumidor poderá ser cortado conforme regras análogas às atuais.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT.
449	LUDFOR	Com certeza a abertura de mercado para consumidores do Grupo B demandará necessidade diferentes, principalmente dado o perfil de consumo, no entanto, acreditamos que no momento os esforços maiores deverão ser concentrados na abertura e modernização do mercado para o Grupo B.	Vide seção III.7 desta NT.
450	Neoenergia	É necessário que haja proteção para os consumidores residenciais quando da abertura de mercado. A sugestão de adoção de um período de transição visa justamente oportunizar tempo não só para implementação paulatina das mudanças como também garantir que os consumidores residenciais tenham tempo para aprender como atuar no ACL. Ressalta-se que os consumidores residenciais atuantes no ACL teriam que necessariamente ser representados por uma Comercializadora	Vide seção III.7 desta NT.

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

(Fl. 170 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 7)	Comentários
		Varejista, e para tanto propõe-se o desenvolvimento de regulamentação específica tratando de temas como encerramento de contrato, inadimplência, transferência do consumidor para a Comercializadora de Última Instância e suspensão de fornecimento. Atualmente o contrato de fornecimento entre consumidor e comercializadora varejista já possui prazo por tempo indeterminado. Porém, o preço não é acordado para toda a vigência do contrato, isto é, o preço não se mantém por tempo indeterminado, e nem deve ser, em função da dinâmica do mercado de energia elétrica. Mas a regulamentação para proteção, especialmente de consumidores residenciais, deve tratar dos prazos para negociação de preços, notificações e condições para transferência do consumidor à comercializadora de última instância.	
451	Omega	Deve-se apenas estabelecer condições para que ele tenha acesso a um fornecedor com tarifa regulada, no caso a própria distribuidora, e criar regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre. Para os consumidores residenciais, em particular, é necessário publicações educativas sobre o mercado livre de energia.	Vide seção III.7 desta NT.
452	STATKRAFT	Entende-se que seria necessário assegurar que a energia para o consumidor residencial pudesse ser suprida pela distribuidora de origem, por um tempo pré estabelecido, caso houvesse qualquer interrupção do fornecimento no ACL.	Vide seção III.4 desta NT.

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
453	ABEEÓLICA, ABRAGE, ABSOLAR, APINE e Engie	Sugerimos a regulamentação do corte de consumidor inadimplente, conforme já previsto na Lei nº 14.120/2021. A Lei nº 14.120/21 introduziu conforto legal para a suspensão do fornecimento de energia elétrica a todas as unidades consumidoras modeladas sob o comercializador varejista, bem como estabeleceu a possibilidade de desligamento do comercializador varejista perante a CCEE. Deve existir separação entre varejo e atacado para que os pequenos consumidores não se relacionem diretamente com a CCEE. Além disso, devem existir garantias que afastem agentes com maior risco de insolvência. Acesso à informação de preço e consumo, desburocratização e digitalização de todos os processos. É de extrema importância que questões ligadas à CCEE, liquidação financeira, risco hidrológico (GSF), geração fora da ordem de mérito, entre outras que aparecem no dia a dia dos atuais consumidores livres seja completamente transparente para o consumidor de baixa tensão que migrar para o mercado livre. O ambiente de contratação livre atual é de uma complexidade que dificulta a inclusão de consumidores de baixa tensão de forma maciça.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
454	ABGD	Ferramentas de fácil compreensão, abertas ao público, além de transparência crescente no setor, principalmente para aqueles consumidores que não possuem conhecimento técnico adequado.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
455	ABRACE	Permitir que um consumidor exerça funções semelhantes à do comercializador varejista, permitindo agregar todas as unidades consumidores do mesmo grupo econômico, não apenas aquelas representadas por CNPJs de matriz e filiais, mas todas as unidades que de alguma forma participem do mesmo grupo econômico. Um aprimoramento importante na	Vide seção III.8 desta NT.

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



(Fl. 171 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		direção de simplificar os processos na CCEE é possibilitar a contabilização e liquidação por grupo econômico e não só do agente individualizado. Podendo contribuir para a redução da complexidade de processos realizados na CCEE.	
456	ABRACEEL	Atualmente, já são necessários aperfeiçoamentos no modelo de comercialização varejista, pois a atual regulamentação, ao estabelecer que o varejista ficará responsável pelas cargas dos representados até a execução da suspensão do fornecimento, sujeita-o a um risco financeiro impossível de quantificar, tornando-se, portanto, um obstáculo à efetividade do modelo de comercialização varejista. Com a abertura de mercado, tal ineficiência agrava-se e pode imputar à CCEE o atendimento a milhares de consumidores de pequeno porte, movimento que já se verifica pelo número exponencial de adesões de consumidores especiais, em flagrante desacordo com a finalidade de um mercado atacadista. Assim, sugerimos a regulamentação dos dispositivos da Lei 14.120/2021, que reconhecem o direito do comercializador varejista de encerrar a representação de consumidores em caso de rescisão ou resolução contratual, bem como veda que lhe seja imposto ônus ou obrigações não previstos nos contratos ou em regulamento da Aneel. A Abraceel apresentou proposta que busca a isonomia no tratamento da inadimplência e a igualdade nos procedimentos para desligamento de consumidores, independente do ambiente de contratação. Em síntese, a proposta prevê que o varejista proceda à notificação simultânea do representado, CCEE e distribuidora avisando a esses sobre o término contratual com o representado em 15 dias. Findo esse prazo, será concluída a desmodelagem dos ativos do consumidor de responsabilidade do comercializador. Esse prazo é o mesmo que a distribuidora tem, de acordo com a REN 414/2010, para notificar o consumidor sobre a suspensão e efetivar o desligamento da rede. Ressalta-se que é direito da distribuidora cobrar o eventual consumo medido entre o término da contratação e o efetivo desligamento da rede diretamente do consumidor. A proposta é similar à sugestão do Estudo Abraceel/Thymos, que propõe para os casos sem judicialização, quando a inadimplência chegar ao 40º dia, a rescisão contratual automática e transferência do consumidor para o SUI, função atualmente já exercida pelas distribuidoras. Como o varejista só irá notificar um consumidor que já esteja com, no mínimo, um mês de inadimplência, somados aos 15 dias da notificação, a proposta apresentada pela Abraceel é semelhante ao prazo de inadimplência sugerido pelo Estudo Abraceel/Thymos. Em suma, é importante o estabelecimento de gatilhos que prevejam a rescisão de contrato com o varejista e transferência automática do consumidor inadimplente amparado por medida judicial para o SUI. Uma solução exemplar é o caso da Austrália, que em até 25 dias úteis do <i>default</i> do varejista ou do consumidor, esses são transferidos para o SUI. O processo passa por avisar os agentes afetados e transferir todo o histórico do cliente para o SUI. Adicionalmente, a implantação da figura do agregador de medição pode proporcionar um efeito catalisador na troca de fornecedor por consumidores de pequeno porte, por meio do comercializador varejista.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT. Sobre o agregador de medição, conforme disposto na seção III.6, sugerimos que este assunto seja tratado em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição.
457	ABRADEE	Os consumidores abaixo da fronteira entre atacado e varejo que vier a ser definida não se confundem com o público-alvo hoje abrangido pelos art. 4º, 4º-A e 4º-B da Lei 10.848/2004, com alterações promovidas pela Lei 14.120/2021. Esses dispositivos legais são orientados aos consumidores que possuem a faculdade de acessar diretamente o ambiente atacadista, mas optam pela representação varejista para simplificar sua relação com o mercado livre. Daí a hipótese legal de desligamento para o caso de o consumidor não diligenciar pela continuidade de seu suprimento. A comercialização	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.

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

(Fl. 172 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		para consumidores estritamente varejistas exige mais transparência, mais gestão de informação, mais responsabilidades, mais capital e mais requisitos mínimos para exercício da atividade, além de conferir a proteção de suprimento de última instância aos consumidores em caso de descontinuidade do comercializador livre responsável pelo suprimento regular. De qualquer forma, um mercado funcional deve ser capaz de acionar as hipóteses de suprimento de última instância ao mínimo, o que implica, como contrapartida, comercializadores varejistas escolhidos com critérios mais rigorosos do que os atuais. Diferentemente do arranjo regulatório vigente, para o qual se presume a participação em um mercado de partes equilibradas, que têm capacidade mútua de avaliar riscos de contraparte antes de fechar negócios e realizar operações, o suprimento a consumidores menores necessariamente implica maior proteção a esses consumidores, conferida, em grande medida, pelos requisitos regulatórios ao exercício da atividade de comercialização de energia nesse nível do mercado livre.	
458	AcendeBrasil	Algumas regulamentações são essenciais para garantir o êxito da abertura de mercado: regulamentação do sistema de garantias para os comercializadores varejistas; e regulamentação do tratamento de inadimplência.	Vide seção III.8 desta NT.
459	AES	Um dos principais pontos que devem ser definidos imediatamente é a fronteira entre o varejo e o atacado, pois assim se definiriam os consumidores com obrigatoriedade de contratação de comercializadores varejistas, sendo observada a distinção de processos na CCEE e aperfeiçoamento de seus modelos computacionais e processos de integração, tornando sustentável o relacionamento entre pequenos consumidores, comercializadores varejistas e CCEE. Como processo análogo ao que se tem discutido atualmente no setor, é necessário que seja estudada a exigência de garantias para segurança de mercado. Sabendo da importância de um processo fluido para melhor aderência às plataformas/sistemas de comercialização por parte dos consumidores, entendemos que ao menos a padronização das faturas deve ser realizada para as distribuidoras e comercializadores, uma vez que mesmo com duas faturas o consumidor teria uma simplificação no pagamento. Para a segurança do agente, a agilidade no processo de desligamento do consumidor em caso de inadimplência também deve ser priorizada. Ainda, deve-se avançar na regulamentação do corte de consumidor inadimplente, conforme já previsto na Lei nº 14.120/2021. Pensando no processo de transparência e lisura das operações, um relatório individualizado por perfil de agente varejista na CCEE deve ser disponibilizado, de modo a dar previsibilidade dos encargos (como, por exemplo, Encargos de Serviço de Sistema e Encargo de Energia de Reserva) para repasse aos clientes, e até mesmo uma instrução sobre os critérios de repasse destes encargos e instruções sobre a comercialização da falta/sobra de energia entre representado e representantes. Como forma de facilitar o processo e unificar as declarações de energia elétrica, a extinção da DEVEC (Declaração do Valor de Aquisição da Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre, em atendimento ao disposto na Portaria CAT-97/2009, em território paulista) é adicionada como fator importante na migração do ACR para o ACL. Ainda, uma modelagem dos consumidores em massa (semelhante à criação de contratos via CliqCCEE) seria relevante, prevendo-se que haverá um grande volume de unidades consumidoras a migrar. Por fim, além da figura do fornecedor/supridor de última instância, outras figuras como agregador de medição e provedor de dados de medição podem ser de extrema relevância para a abertura segura do Mercado Livre, essas funções	Vide seções III.4 e III.8 desta NT. Sobre o agregador de medição, conforme disposto na seção III.6, sugerimos que este assunto seja tratado em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 173 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		de agregador e provedor poderiam ser inicialmente atribuídas ao comercializador varejista para facilitar o processo de migração.	
460	ANACE	<p>A Consulta Pública nº 76/2019 a respeito do Comercializador Varejista empreendida pelo MME deixou claro a contrariedade geral em relação à compulsoriedade de se ter representação e comercialização varejista. Conforme NT 054/2019/CGPR/DGSE/SEE: <i>“De forma clara, podemos observar que a maioria das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 76/2019 se manifestou de forma contrária ao estabelecimento de obrigatoriedade de representação de consumidores com carga menor ou igual a 1 MW por comercializador varejista. A maior parte vai além, entende que não deveria haver limite obrigatório para essa representação e que a figura do comercializador varejista deveria ser incentivada por meios regulatórios, tornando-a atrativa para o mercado, independentemente de imposições. 4.24. Além disso, muitos entendem que a proposta cria uma reserva de mercado, limitando a liberdade de escolha dos consumidores. 4.25. Dos que acham que a divisão entre os mercados atacadista e varejista é salutar, a grande maioria entende que 500 kW deveria ser o limite de carga a estabelecer a obrigatoriedade da representação por comercializador varejista. Isso porque essa medida manteria os critérios de representatividade existentes, dando segurança jurídica e previsibilidade ao mercado de energia elétrica, dado que a obrigatoriedade de representação abarcaria todos os consumidores de uma futura migração, em caso de uma ampla abertura do mercado livre. Ou seja, não teríamos consumidores semelhantes convivendo com dois cenários distintos de representatividade. 4.26. Os argumentos apresentados pela CCEE em defesa da proposta possuem seus méritos. É salutar uma estruturação do mercado com alocação eficiente de custos e riscos. Além disso, o tratamento de questões de inadimplência de agentes é importante para o funcionamento do mercado de energia elétrica como um todo. 4.27. Entretanto, a obrigatoriedade de representação junto à Câmara por comercializador varejista gera uma limitação na liberdade de escolha dos consumidores, além de criar uma reserva de mercado. Não obstante já existir um número considerável dessa modalidade de comercializadores habilitados junto à CCEE, as contribuições recebidas no âmbito da CP 76/2019 demonstram que a liberdade ampla tende a ser mais benéfica aos que desejam exercer seu direito de migração ao mercado livre. 4.28. No lugar de se criar uma obrigação, deveriam ser buscados meios de promover a figura do comercializador varejista, mostrando suas vantagens e tornando-o mais atrativo, deixando para os consumidores a tarefa de eleger aqueles mais competentes e com o melhor custo-benefício para exercer sua representação frente à CCEE. ...Portanto, uma vez que a maioria dos agentes do mercado se manifestou de forma contrária à proposta, e que os argumentos apresentados pela CCEE, apesar de consistentes, não superam os óbices da criação de reserva de mercado e limitação do direito de escolha dos consumidores, entendemos que a proposta, da forma como foi apresentada na Consulta Pública nº 76/2019, não se encontra em condições de ser levada adiante no presente momento...”</i> Conforme destacado na Nota Técnica, o entendimento da maior parte dos Agentes e, principalmente, da ANACE, é que o comercializador varejista deve oferecer produtos atrativos para o mercado, colocando-se como uma alternativa competitiva para os consumidores. Certamente, na visão dos consumidores, a obrigatoriedade é prejudicial ao mercado, compromete a migração com custo desnecessário decorrente da representação a ser contratada com terceiros, assim como afeta</p>	Vide seção III.8 desta NT.

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

(Fl. 174 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		diretamente a concorrência, privilegiando agentes de comercialização cuja avaliação de risco possa, quem sabe, ser menos onerosa para o consumidor. Há que possibilitar, no entanto, que os consumidores venham a ser representados por demais agentes na CCEE, sendo de sua livre escolha essa representação. Nessa linha de raciocínio observa-se, que, atualmente, há consumidores livres com unidades convencionais e especiais, cuja representações são levadas a efeito pela própria empresa, dispensando a delegação a terceiros, não sendo razoável que venham a se obrigar a contratar comercializadores para a gestão de seu consumo.	
461	Casa dos Ventos	Os consumidores menores, principalmente os de baixa tensão, devem ser representados exclusivamente por comercializadores varejistas, que devem realizar todas as tratativas com a CCEE. Seria interessante a existência de algo parecido com um banco de inadimplentes setoriais de fácil acesso pelas comercializadoras e distribuidores, que seriam capazes de consultar o status de um consumidor e também realizar o registro de consumidores inadimplentes. Seria importante os varejistas autorizados a representar consumidores residenciais terem a obrigação de se sujeitar a regulação e fiscalização mais rígidas.	Vide seção III.8 desta NT.
462	CCEneI-RJ e CONACEN	O comercializador varejista deverá ser substituído pelo comercializador regulado, que terá sua regulamentação estabelecida por Comando Legal e por Norma da ANEEL. Não vemos necessidade da existência de duas figuras jurídicas com a mesma finalidade de atendimento a consumidores de pequeno porte (atendidos em baixa tensão e os atendidos em média tensão com demanda até 75 kW). A representação de outros agentes (geradores, p. ex), como consta da regulamentação do agente varejista, poderá ser feita da forma atual, sem a necessidade de figurar no âmbito de um comercializador varejista.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.
463	CEMIG	Criação de regime tributários especial, via convênio confaz, para que as despesas na CCEE (resultados da liquidação financeira, contribuição associativa, pagamento de encargos) não componham a base de cálculo do ICMS quando da representação varejista. Importante ressaltar que os clientes livres auto representados não possuem este problema, mas ao optar a representação por um varejista existem dúvidas relevantes quanto a incidência ou não destes impostos quando do reembolso pelo pagamento destas despesas pelo varejista em nome de seus representados.	Vide seção III.8 desta NT. Questões tributárias é matéria fora do escopo de atuação da ANEEL.
464	Comerc	Deve ser regulada a suspensão do fornecimento físico do consumidor em virtude de inadimplemento contratual previsto nos artigos 4º-A e 4º-B da Lei 10.848/2004, com redação introduzida pela Lei 14.120/2021. Deve ser avaliada a criação do supridor de última instância. Devem ser estabelecidos requisitos de capacidade técnica, econômico e financeira para os comercializadores varejistas em valores compatíveis com o tamanho de suas carteiras e volume de suas operações, devendo a regulação prever mecanismos de proteção para evitar comportamentos oportunistas ou imprudentes na administração dessas operações.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.
465	CONCEL, ConEDP-ES e ConEDP-SP	Entendemos que tem que haver o aperfeiçoamento ao atual modelo, fazer adaptações, etc. É um assunto que precisa ser discutido com maior profundidade.	Vide seção III.8 desta NT.

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

(Fl. 175 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
466	CONCEL-MT	O comercializador varejista tem que ter a garantia de poder desligar o consumidor (corte) quando se fizer necessário e deve ocorrer também uma simplificação do sistema de medição de energia. Os consumidores residenciais por suas características não podem ser agentes. Tem que ser atendidos por um comercializador varejista.	Vide seções III.6 e III.8 desta NT.
467	ConCEMIG	Certamente o modelo de representação dos consumidores na CCEE terá de ser aperfeiçoado, considerando que a abertura de mercado para consumidores do Grupo B deverá levar a um crescimento expressivo de consumidores livres. Nesta questão da representação dos consumidores nossa preocupação é com uma possível concentração de mercado em poucas comercializadoras, trazendo pouca competição e custos maiores aos consumidores. Especial atenção deve ser dada às distribuidoras que fornecem fio aos seus mercados locais e cujos grupos empresariais que as controlam certamente irão criar comercializadoras para competir no novo mercado. Nossa sugestão é que a ANEEL e a CCEE estabeleçam regras que estimulem a competição e limitem o poder de mercado. Seria o caso de estabelecer limites de participação de mercado para as comercializadoras?	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.
468	ConDECEL	Deve ser um modelo mais simples possível para ser realmente acessado pelo pequeno consumidor.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
469	ConElektro	Os modelos de contrato para os consumidores < 500kW devem ser simplificados e deverão ser contratos simples de adesão, da mesma forma que ocorre no setor de telefonia/internet. Obs: O Modelo atual do ACL (é muito complexo, mesmo para comercialização varejista): Denúncia do Contrato de Energia Elétrica, com a distribuidora dentro do prazo estipulado em contrato (180 dias); Contratação de Energia Elétrica junto a Comercializadores ou Geradores; Adequação do sistema de medição (investimento do consumidor); Assinatura dos Contratos de Uso e Conexão com a distribuidora (CUSD e CCD); Adesão do consumidor na CCEE.	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.
470	CONSELPA	A figura do Atacadista não se alinha ao perfil do consumidor residencial, por exemplo. O comercializador varejista ao representar seus consumidores, registra os contratos firmados junto à CCEE, cujos direitos e obrigações de seus agentes não são conhecimentos da maioria dos consumidores. Esse “intermediário” atua nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia no Brasil. O Atacadista é uma empresa que se associa diretamente à CCEE, tornando-se um agente dela e deve atuar de acordo com regras e procedimentos, tais como, adequação comercial, apresentar garantias financeiras e estar exposto aos riscos, em especial, no mercado de curto prazo, o que implica em organizações de grande porte e com experiência nesse mundo do Mercado Livre. Para o Consumidor que se situa abaixo dos 500kW a modalidade Varejista é a mais adequada, porque a empresa fica responsável pela intermediação e obrigações com a CCEE, logo o consumidor tem mais facilidade de adesão, na operação e cuja principal preocupação se concentra em ECONOMIZAR. Ele, o consumidor, quer simplificação no processo e se livrar da burocracia. O que se vislumbra é uma nova fronteira, ainda não conhecida de todos para uma nova oportunidade de negócios, onde o pequeno consumidor, em grande número, poderá viabilizar um novo tipo de COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA, diferente do modelo atual. O aperfeiçoamento deve estar voltado às regras que facilitem trabalhar com esse grande público. O retorno individualmente por ser pequeno, mas o ganho de escala será um atrativo fundamental. O CONSELPA entende que é necessário aprimorar o atual modelo, que mesmo não precisando fazer gestão mensal de sobras e déficits de energia na CCEE, necessitará fazer adaptações, estudos	Vide seções III.7 e III.8 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 176 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		mais aprofundados com relação a essas sobras e déficits no sentido de verificar se poderão ser controláveis, previsíveis e perfeitamente ajustáveis, por causa do volume de consumidores com quem terá que gerir e interagir. Como o Comercializador Varejista tem o papel de simplificar a adesão ao Mercado Livre de Energia, é aqui que deverá a ANEEL se concentrar para viabilizar efetivamente a migração. Um evento (seminário ou workshop, por exemplo) dessas empresas que atuam como Comercializadoras Varejistas em conjunto com os Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica ajudaria em muito, na busca de soluções viáveis para serem implementadas. A sugestão é que a ANEEL e a CCEE possam capitanear tal evento, que poderia ocorrer pelas regiões geográficas do país. A região SUDESTE já se prontifica!	
471	COPEL	Agregador de medição. Propõe-se a criação do agente agregador de medição para disponibilização de dados de medição para faturamento pelo comercializador varejista (podendo essa função ser feita pelo próprio comercializador varejista)	Conforme disposto na seção III.6, sugerimos que este assunto seja tratado em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição.
472	COPREL	Ela deve possuir regras de contratação e descontração mais flexíveis e rápidas que as de uma distribuidora, possibilitando a reposição ou descontração a medida que houver variação do mercado atendido.	O gerenciamento da contratação de energia pelos varejistas é realizado por meio de contratos bilaterais negociados no mercado livre de energia.
473	CPFL	De uma maneira geral, entende-se que a figura do comercializador varejista se encontra bem desenhada na regulamentação da maneira como está hoje, sendo sempre possíveis aprimoramentos regulatórios a fim de adequar esta figura às necessidades do mercado de energia. É sabido que a figura do comercializador varejista ainda não prosperou como o setor elétrico esperava. Um dos motivos que justifica tal constatação são os riscos assumidos por esse agente, além dos inúmeros requisitos mínimos necessários para a obtenção da autorização para atuar como comercializador varejista. Logo, há uma necessidade de precificação de tais riscos no produto "energia" e, em alguns casos, pode não fazer sentido ao cliente final sob a ótica financeira. Em um cenário de abertura total do mercado livre, consumidores com demanda inferior a 500kW serão obrigatoriamente representados por um comercializador varejista, motivo pelo qual alguns ajustes regulatórios seriam importantes, com o objetivo de trazer mais atratividade para esta figura, bem como reduzir alguns riscos intrínsecos, notadamente aqueles relativos às obrigações periódicas de informações a serem enviadas à CCEE para garantir a manutenção da autorização do varejista. É fato que a previsão, em lei, não somente da figura do comercializador varejista, mas também a da possibilidade de corte de clientes inadimplentes desses agentes advindos com a Lei 14.120/21 mitigou risco sistêmico do varejista. Porém, não eliminou totalmente, dado ainda existirem possibilidades de obrigação da manutenção de clientes inadimplentes mediante eventuais liminares que o Poder Judiciário profere diariamente. Após a cisão das atividades das distribuidoras entre comercializadores regulados de energia (CREs) e as distribuidoras em si, ficando com a prestação dos serviços de gestão dos ativos e do fio, entende-se que a ela ficará a responsabilidade de ligação, corte e religação dos consumidores que sejam representados pelo agente varejista, mediante remuneração de tarifa a ser definida pelo regulador. Em caso de cliente inadimplente que obtém liminar junto à Justiça para conseguir manter o fornecimento de energia, este ficará sob a responsabilidade do comercializador varejista pelo	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 177 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		tempo restante do seu contrato. Caso o cliente inadimplente seja cortado diretamente, ele irá, automaticamente, para o comercializador regulado (CRE). Por fim, também em caso de eventual insuficiência financeira do comercializador varejista, os clientes por ele até então representados também ficarão a cargo do CRE.	
474	Dinamo	A figura do varejista é necessária, mas deve ser melhor caracterizada levando-se em conta sua função e impactos. Entendemos que o “grande” consumidor (aquele conectado em alta tensão, talvez até mesmo aquele conectado em média tensão) deve poder atuar diretamente no mercado livre, sendo livre para contratar um representante contábil (no modelo varejista atual) ou operacional (um gestor), conforme sua preferência. Já o consumidor de baixa tensão poderia estar sujeito à representação obrigatória, mas com requisitos muito bem delimitados e que permitam a atuação de empresas de pequeno porte, inovação e surgimento de novos produtos e serviços. A revisão da função e requisito de cada função do mercado traz automaticamente a resposta para esta pergunta 8: o representante varejista <i>precisa</i> assumir direitos e obrigações na comercialização? Ele <i>precisa</i> ter grande porte financeiro? Por quais motivos? No documento anexo argumentamos que as circunstâncias existentes entre 2010 e 2013 (inclusive as limitações tecnológicas e operacionais), quando o comercializador varejista foi desenhado e implementado, já não persistem e precisam ser revisadas para evitar a criação de uma reserva de mercado injustificada. Assim, qualquer imposição regulatória que represente barreira de entrada e atuação para qualquer atividade econômica deve ser seriamente ponderada e justificada.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT.
475	EDP	Estabelecer fronteira entre os mercados atacadista e varejista em 1MW e permitir que os consumidores com demanda contratada entre 1 MW e 3 MW possam optar por serem representados por comercializadoras varejistas, se assim desejarem. A EDP propõe o fim do <i>net metering</i> e que a mini e a microgeração passem a ser representadas por varejistas, possibilitando que a energia líquida seja comercializada ao varejista e os preços negociados livremente. Além da relevância da ampliação dos quesitos para a segurança de mercado. Criação de um agente garantidor para todos os agentes representados diretamente na CCEE, minimizando riscos jurídicos, evitando prejuízos aos consumidores e proporcionando maior robustez ao fluxo de pagamentos.	Vide seções III.2 e III.8 desta NT
476	ELETOBRAS e Furnas	Avaliar a separação (limites) entre mercado atacadista e varejista (juntamente à definição do comercializador regulado de energia) a fim de evitar desequilíbrio entre ACR e ACL. Consumidores abaixo de 500kW não devem se relacionar diretamente com a CCEE; Regulamentação do corte do consumidor inadimplente, conforme estabelecido na Lei 14.120/21, com sua migração para o fornecedor de última instância; Aprimoramento e estabelecimento de garantias suficientes que sirvam de filtro e evitem a participação de agentes com potencial de risco de quebra. Espera-se que o mercado de varejo seja maior e mais dinâmico do que o atual ACL. Assim, para sua adequada operacionalização, as atribuições do comercializador varejistas devem ser suficientes para administrar sua carteira de clientes, em consonância com outras regras e definições já citadas, e integrar-se à prestação dos novos serviços previstos para estarem disponíveis no médio/longo prazo.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT
477	Enel	A Lei 14.120/2020, em seu art. 4-A, trouxe melhorias claras ao estabelecer a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que, em teoria, permitiria que o consumidor inadimplente fosse desligado.	Vide seções III.4, III.7 e III.8 desta NT

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

(Fl. 178 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
		<p>Entendemos, entretanto, que persiste a necessidade de regulamentação por parte da ANEEL, com prazos curtos, e um esforço conjunto junto ao legislador ao judiciário, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos ambientes que, sabidamente, são bastante protetivos à figura do consumidor hipossuficiente. Sem que a regulamentação seja clara, e em um ambiente excessivamente protetivo ao pequeno consumidor, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo gerador ou comercializador varejista poderia inviabilizar o desenvolvimento desta figura. Nos casos especiais em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais (hospitais, iluminação pública), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, receberá uma tarifa regulada com um encargo associado. Ainda, em um esforço contínuo para aperfeiçoamento da regulamentação, entendemos que o reestabelecimento do fornecimento de energia que havia sido suspenso devido à inadimplência deverá ser condicionado à quitação ou negociação da dívida pelo consumidor. A mesma condição deve ser atendida no caso de eventual transferência desse consumidor ou de qualquer consumidor para o Supridor de Última Instância (SUI), para a distribuidora ou para outro fornecedor de energia. No caso da abertura do Mercado Livre para o Grupo B, a Enel entende que a habilitação do varejista deve ser acompanhada de regras mais robustas, especialmente no que se refere a soluções regulatórias e condições de atendimento comercial para a representação de consumidores com consumos cada vez menores. Ademais, a regulação da comercialização varejista deve se adequar às dimensões à capacidade de atendimento dos consumidores residenciais. A comercialização para pequenos consumidores exige maior transparência, gestão de informação, responsabilidades, capital e requisitos mínimos para exercício da atividade. Um mercado sustentável e seguro deve evitar o acionamento de hipóteses de suprimento de última instância, o que implica, como contrapartida, que os comercializadores varejistas sejam submetidos à critérios mais rigorosos do que os atuais de forma a mitigar o risco de default.</p>	
478	Energisa	<p>A comercialização para pequenos consumidores exige mais transparência, mais gestão de informação, mais responsabilidades, mais capital e mais requisitos mínimos para exercício da atividade. Um mercado funcional deve ser capaz de acionar as hipóteses de suprimento de última instância ao mínimo, o que implica, como contrapartida, comercializadores varejistas escolhidos com critérios mais rigorosos do que os atuais, para os quais se presume a participação em um mercado de iguais, que têm capacidade mútua de avaliar riscos de contraparte antes de fechar negócios e realizar operações. Um ponto atualmente de atenção em relação ao Comercializador Varejista é quanto ao processo de “desmodelagem” do consumidor em caso de inadimplência. Pela regra atual, o consumidor inadimplente pode permanecer sob o varejista por no mínimo 50 dias. O ideal seria reduzir esse prazo, permitindo o envio da notificação para corte da própria varejista para a distribuidora. Além disso, seria importante esclarecer o processo para o caso de várias cargas do mesmo contrato em distribuidoras diferentes. Adicionalmente destaca-se que, quando da abertura total, entende-se que seria necessário o aprimoramento do processo de modelagem da carga, hoje ainda bastante burocrático, além do tratamento da adequação da medição.</p>	Vide seções III.6 e III.8 desta NT

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

(Fl. 179 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
479	Equatorial	A CCEE deverá atuar entre os geradores e comercializadores, conforme o seguinte modelo: a) Mercado > 10MW => auto representante; b) 3MW < Mercado < 10MW => opção do consumidor; c) Mercado < 3MW => representado pelo comercializador.	Vide seção III.8 desta NT.
480	Ibitu	Acreditamos que aperfeiçoamentos devem ser feitos na alocação dos riscos envolvidos para aumentar a atratividade nesse modelo.	Vide seção III.8 desta NT.
481	Lemon	O comercializador varejista pode: representar o consumidor junto à distribuidora de energia; ter acesso às medições e outras informações relativas à energia; ter poder de intermediador de pagamento entre os consumidores e as distribuidoras.	O modelo de representação varejista caracteriza-se pela representação do consumidor junto à CCEE. O agente não justifica a proposta, que parece estar mais relacionada às questões discutidas na seção III.5.
482	Landis+Gyr	Entende-se que o modelo ideal siga os mesmos passos do mercado de telecom. Hoje você pode migrar seu número a hora que quiser, pode escolher plano pós ou pré, ou seja, é um modelo que permite ter muitas granularidades, carregar o celular por 15, 30, 45, 90 dias com serviços A, B, C, D.....fazendo um paralelo, seria possível comprar energia no horário de menor custo com granularidade de 30 min (mercado inglês) e assim por diante. Reforça ainda mais que a inteligência precisa estar na ponta, ou seja, no medidor inteligente.	Vide seções III.1, III.6 e III.8 desta NT
483	Light	Os consumidores de média tensão abaixo de 500 kW de demanda, assim como os de baixa tensão, não terão o direito de serem agentes da CCEE e, portanto, não cabe para eles o conceito de representação. Suas medições devem ser consolidadas pelo Agregador de Dados em um “ponto de medição virtual”, registrado na CCEE e contabilizado em nome da comercializadora varejista que os supre. A compra de energia para comercialização varejista deverá ser 100% realizada em bolsa de energia com <i>clearing</i> . A venda de energia dos CCEV também só acontecerá em ambiente com contraparte central (<i>clearing</i>). O objetivo é garantir a segurança financeira da comercialização. Varejistas de menor porte poderão ser representados na bolsa/clearing por comercializadoras credenciadas.	Vide seção III.8 desta NT. Sobre o agregador de medição, conforme disposto na seção III.6, sugerimos que este assunto seja tratado em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição. Sobre a contratação somente via bolsa de energia, tal exigência deve ser avaliada quanto às vantagens (padronização, contraparte central etc) e desvantagens (contrato sob medida no mercado de balcão, sistema mais complexo, com elevados custos de implementação, exigência de ajustes diários etc) com relação ao mercado de balcão. Contudo, trata-se de matéria fora do escopo do presente trabalho.
484	LUDFOR	Agilidade para desligamento de inadimplência, permitindo comunicação e ação rápida entre comercializador e distribuidora; Redução da demanda mínima para ingresso ao ACL, utilizando eventualmente a figura do comercializador varejista como facilitador do acesso ao livre mercado;	Vide seção III.8 desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 180 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 8)	Comentários
485	Neoenergia	O principal aperfeiçoamento necessário é no sentido de delimitar a responsabilidade da Comercializadora Varejista. O prazo que o consumidor inadimplente permanece sob responsabilidade da Comercializadora Varejista deve ser curto. Dessa forma, a regulamentação deve prever o tratamento para esses casos, incluindo prazo para desligamento, que precisa ser curto, e/ou transferência do consumidor para a Comercializadora de Última Instância. Também é necessário prever tratamento para os casos em que o consumidor inadimplente obtenha alguma decisão judicial impedindo a suspensão do fornecimento. Nesses casos, o mais adequado seria sua transferência para a Comercializadora de Última Instância, que deve receber remuneração adequada para assunção desse tipo de risco.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT
486	Omega	O modelo de comercialização varejista foi recentemente publicado em lei (14.120/21) com o objetivo de aprimorar o processo de desligamento de consumidores inadimplentes. É fundamental desdobrar este comando legal para o dia a dia do setor, trazendo maior celeridade a suspensão de fornecimento para o consumidor varejista com o objetivo de tornar o tratamento entre os ambientes livres e regulados isonômicos. Para o caso de proibição de suspensão de fornecimento por decisão judicial, o consumidor protegido por esta decisão deve ser incorporado ao ambiente regulado e seus custos de inadimplência devem ser ressarcidos às distribuidoras por todos os consumidores do SIN.	Vide seções III.4 e III.8 desta NT
487	STATKRAFT	Criação da figura do agregador e provedor dos dados de medição.	Conforme disposto na seção III.6, sugerimos que este assunto seja tratado em discussões futuras sobre o aprimoramento da medição.

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
488	ABEEÓLICA e ABRAGE	Para os consumidores da alta tensão, pondera-se que a abertura de mercado consiga se dar de forma mais rápida. O cronograma deve ser coerente com a redução dos contratos legados, de forma a minimizar a sobrecontratação das distribuidoras, o que poderia onerar as tarifas dos consumidores ainda regulados, incentivando mais migrações em um círculo vicioso, que traria desequilíbrio ao mercado. Adicionalmente, é válido pontuar que o custeio da adequabilidade do sistema tem sido arcado inteiramente pelo mercado regulado. Dessa forma, é importante que sejam devidamente endereçadas soluções para a contratação de recursos adicionais como potência ou flexibilidade, via contratação de reserva de capacidade, separação entre lastro e energia ou outra solução. A MP nº 998, de 01/09/2020, introduziu na Lei nº 10.848/04 a previsão de licitação para contratação de reserva de capacidade de geração, que poderá ser na modalidade de Energia de Reserva. Os custos dessa contratação serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN. Além disso, deve-se priorizar que a contratação do crescimento da demanda das distribuidoras se dê de forma eficiente, ou seja, por meio de leilões, sem segmentação de produtos ou tecnologias. Devem ser definidas as regras para os consumidores inadimplentes. Bem como serem discutidas políticas de suspensão e religamento de fornecimento a serem aplicadas para os consumidores que se enquadrarem em uma categoria vulnerável.	Vide seções III.3, III.4 e III.9 desta NT.

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

(Fl. 181 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários																			
489	ABGD	Entendemos que o prazo já estabelecido é adequado.	Vide seção III.9 desta NT.																			
490	ABRACE	A abertura deve se dar de forma gradual, a fim de se obter repostas do mercado e realizar possíveis ajustes necessários para as próximas etapas. Para definir um cronograma de redução do consumo a ser considerado como livre, é importante que a ANEEL dê mais subsídios aos agentes para se ter a ideia de como está o desenho do mercado regulado atual, com quantidades de consumidores que tem um determinado consumo segregados por cada nível de tensão, assim seria possível uma melhor avaliação desta transição.	Vide seção III.9 desta NT. A CCEE irá apresentar estudos mais detalhados sobre o mercado potencial para migração.																			
491	ABRACEEL	<p>Consideramos que a abertura de mercado deve ser a prioridade para os tomadores de decisão, no sentido de induzir a eficiência do setor e reduzir o preço da energia no Brasil. Nesse aspecto, atualmente já existem condições objetivas para a redução dos limites de carga para o consumidor exercer a livre escolha do fornecedor de energia de forma imediata e, assim, possibilitar de imediato a abertura integral do mercado. Essa tarefa é facultada ao poder concedente desde a edição da Lei 9.074/1995, portanto não cabem mais atrasos para efetivação do comando legal. A digitalização dos serviços tem colocado o consumidor cada vez mais como centro das decisões e protagonista das suas escolhas. Como o setor elétrico brasileiro ainda mantém suas bases sustentadas em modelos ultrapassados, a maior parte dos consumidores não têm acesso à liberdade e arca com aumentos sucessivos da sua conta de energia elétrica, resultante das ineficiências setoriais, o que já não é mais sustentável. Cada vez que a decisão é postergada, novos normativos são aprovados, com a criação de mais reserva de mercado, mais subsídios e, conseqüentemente, aumento da tarifa para o consumidor final. O cronograma de abertura escalonado proposto na resposta da questão 3 anterior respeita os contratos vigentes sem acarretar custos adicionais aos consumidores que desejarem permanecer com os seus atuais supridores, tampouco às empresas. Tal escalonamento teve por base os estudos já mencionados, que foram realizados em março deste ano, antes da descotização da Eletrobras ter sido promulgada na Lei 14.182/2021. Assim, vale destacar também o cronograma para a abertura de mercado que foi aprovado no Senado no âmbito da MP da Eletrobras.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Faixa de Demanda/Consumo</th> <th>Abertura</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Alta tensão</td> <td>≥ 300 kW</td> <td>janeiro/2023</td> </tr> <tr> <td>≥ 200 kW</td> <td>julho/2023</td> </tr> <tr> <td>Toda alta tensão (≥ 2,3 kV)</td> <td>janeiro/2024</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">Baixa tensão</td> <td>≥ 1.000 kWh/mês</td> <td>julho/2024</td> </tr> <tr> <td>≥ 500 kWh/mês</td> <td>janeiro/2025</td> </tr> <tr> <td>≥ 200 kWh/mês</td> <td>julho/2025</td> </tr> <tr> <td>Todos os consumidores</td> <td>janeiro/2026</td> </tr> </tbody> </table>	Faixa de Demanda/Consumo		Abertura	Alta tensão	≥ 300 kW	janeiro/2023	≥ 200 kW	julho/2023	Toda alta tensão (≥ 2,3 kV)	janeiro/2024	Baixa tensão	≥ 1.000 kWh/mês	julho/2024	≥ 500 kWh/mês	janeiro/2025	≥ 200 kWh/mês	julho/2025	Todos os consumidores	janeiro/2026	Vide seção III.9 desta NT.
Faixa de Demanda/Consumo		Abertura																				
Alta tensão	≥ 300 kW	janeiro/2023																				
	≥ 200 kW	julho/2023																				
	Toda alta tensão (≥ 2,3 kV)	janeiro/2024																				
Baixa tensão	≥ 1.000 kWh/mês	julho/2024																				
	≥ 500 kWh/mês	janeiro/2025																				
	≥ 200 kWh/mês	julho/2025																				
	Todos os consumidores	janeiro/2026																				
492	ABRADEE	A resposta a esta pergunta passa por um plano de ação direcionado à adoção das medidas estruturais relacionadas à mitigação dos custos associados aos contratos legados. Ou seja, é imprescindível que o cronograma de abertura de mercado seja precedido da implementação das ações abaixo listadas: 1. Estancar a contratação de novos legados; 2. Introduzir mecanismos que visem dividir com o mercado livre o custo residual dos contratos legados; 3. Melhorar a capacidade das	Vide seção III.9 desta NT.																			

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

(Fl. 182 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos; 4. Fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL); 5. Reduzir os subsídios tarifários vigentes; 6. Separar D&C para viabilizar a transparência de custos para a abertura do mercado; 7. Revisitar a estrutura tarifária e assegurar a sustentabilidade das atividades de distribuição e de comercialização regulada, qualquer que seja o grau de separação adotado. Além de ser imprescindível concatenar a abertura de mercado com a implementação dessas medidas estruturais, é extremamente desejável que este cronograma busque uma maior aderência com o término dos contratos legados. Isso reduziria o risco de sobrecontratação das distribuidoras e, conseqüentemente, os custos residuais dos contratos legados.	
493	ABSOLAR	Poderia ser definido um escalonamento na abertura do mercado para consumidores cativos, considerando faixas de consumo, de forma análoga ao que foi estabelecido na Portaria MME nº 514/2018. É importante que sejam criados mecanismos e opções para que a energia excedente no ACR seja transferida ao ACL, de forma a garantir um equilíbrio de oferta e demanda entre os dois ambientes de contratação. Devem ser definidas as regras para os consumidores inadimplentes. Bem como serem discutidas políticas de suspensão e religamento de fornecimento a serem aplicadas para os consumidores que se enquadrarem em uma categoria vulnerável. Como já dito, a migração em larga escala de consumidores de baixa tensão implica na revisão ampla do modelo vigente, o que implica em um cronograma de pelo menos 5 anos para garantir a alocação dos contratos legados e a modernização maciça dos sistemas de medição.	Vide seção III.9 desta NT.
494	AcendeBrasil	Os prazos e o cronograma devem ser condicionados à implementação prévia das seguintes iniciativas: separação das atividades de distribuição e comercialização com estabelecimento de tarifas que assegurem a sustentabilidade econômico-financeira de cada atividade; definição do tratamento para os contratos legados; os comercializadores regulados precisam obter mais flexibilidade para gerir a comercialização de energia; aprimoramento da estrutura tarifária com a adoção da tarifa multipartes; aprimoramento do sistema de garantias na CCEE; regulamentação do tratamento da inadimplência; promoção de programa de implantação de medidores inteligentes; e regulamentação da obrigação de atendimento de novas cargas.	Vide seção III.9 desta NT.
495	AES	Entendemos que a criação de um cronograma ainda depende de outros fatores anteriormente já citados, mas é certo que a abertura deve ser gradual e considerar, principalmente, a capacidade das Distribuidoras em adequar o SMF dos clientes (troca dos medidores).	Vide seção III.9 desta NT.
496	ANACE	A abertura, como afirmamos, deve vir acompanhada de amplo programa de comunicação, sendo gradativo até que se tenha a certeza de que os consumidores estão conscientes das regras, responsabilidades e deveres associados à migração, juntamente com as vantagens de sua opção. Esse é um trabalho que demanda estudo e estruturação, podendo ser desenvolvido ao longo de 3 a 5 anos até atingir todo o mercado.	Vide seção III.9 desta NT.
497	APINE	A redução dos limites de carga deve ser implementada de forma concomitante com o equacionamento das questões tratadas no âmbito da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, como por exemplo a separação do lastro e energia, objetivando garantir confiabilidade e segurança no abastecimento de energia e potência ao SIN. Consideramos que é viável um cronograma de abertura em que todos os consumidores conectados na alta tensão ($\geq 2,3$ KV) tenham direito de migrar	Vide seção III.9 desta NT.

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

(Fl. 183 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		para o mercado livre a partir de janeiro de 2024, em linha com o estabelecido na Portaria MME 514/2018, alterada pela Portaria 465/2019.	
498	Casa dos Ventos	Jan/2022-Dez/2023 – regulações gerais sobre a abertura, abrangendo por exemplo, mas não se limitando a: regulamentação sobre o papel do comercializador regulado, regulamentação sobre novos mecanismos de descontração, etc; Jan/2024 – separação das atividades de distribuição e comercialização – criação do “comercializador regulado”; Jan/2025 – redução da exigência de demanda contratada de 500 kW para 250 kW; Jan/2026 – abertura integral para o grupo A (sem necessidade de comunhão de cargas); Jan/2027 – consumidores BT com consumo médio maior que 1000 kWh/mês; Jan/2028 – consumidores BT com consumo médio maior 500 kWh/mês; Jan/2029 – consumidores BT com consumo médio maior que 220 kWh; Jan/2030 – abertura integral grupo B.	Vide seção III.9 desta NT.
499	CCEnel-RJ e CONACEN	A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, reunidos por comunhão de fato ou de direito, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores com qualquer carga, atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Em 05(cinco) anos após a aprovação de Comando Legal específico, os consumidores com qualquer carga atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.	Vide seção III.9 desta NT.
500	CELESC	Cronograma de abertura: 2024 – Clientes com demanda entre 400 e 500 kW; 2025 – Entre 300 e 400 kW; 2026 – Entre 200 e 300 kW; 2027 – Entre 100 e 200 kW; 2028 – Novos estudos para clientes com demanda abaixo de 100 kW. Entendemos que a abertura para migração ao ACL dos clientes com contrato inferior a 500kW aumentará consideravelmente o fluxo de migrações, o que se converterá em grande demanda de serviço para a distribuidora, observado que é nessa faixa onde se concentram a grande maioria dos clientes. Assim, entendemos que a abertura deva ocorrer de forma mais gradual possível, por exemplo, com escalonamento de 100 em 100 KW, para as distribuidoras terem tempo hábil para adequar a sua estrutura ou ter capacidade de absorção da demanda conforme aumento dos serviços para cada período.	Vide seção III.9 desta NT.
501	CEMIG	Levando-se em consideração as diversas discussões sobre o tema, entendemos ser pertinente a manutenção do cronograma proposto pela portaria 465/2019 e que ocorra a evolução paulatina de abertura do mercado com a redução em 2024 para demanda contratada mínima de 400kW e que a partir de 2026 todos os consumidores do grupo A se tornem elegíveis e possam efetuar a escolha de seu fornecedor de energia.	Vide seção III.9 desta NT.
502	CHESF	É importante para a abertura do mercado que temas importantes para a modernização do setor, como a separação de lastro e energia, por exemplo, já estejam aprovados. Isto permitirá que a abertura ocorra de forma mais efetiva ao permitir melhor sinalização aos agentes, uma vez que ajudaria a mitigar riscos regulatórios e reduzir a insegurança jurídica.	Vide seção III.9 desta NT.
503	Comerc	Em referência ao item 3, o cronograma de abertura deve mitigar o risco de sobrecontratação das distribuidoras. Deve estar associado à alteração da forma de contratação da expansão da oferta, como previsto no PL 414/2021, com contratação de	Vide seção III.9 desta NT.

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

(Fl. 184 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		reserva de capacidade mediante o pagamento de encargo de reserva de capacidade pelos consumidores e a energia desses empreendimentos podem ser vendidas por meio de leilões centralizados tanto para o ACR quanto para o ACL, nos quais comercializadores atacadistas e varejistas, comercializadores regulados, consumidores com carga acima de 500 kW e outros geradores possam participar diretamente, ou em negociações bilaterais com os mesmos agentes, exceto os comercializadores regulados. A EPE deve fazer o levantamento de toda a Garantia Física e Potência contratadas para atendimento no ACR e no ACL (considerar os empreendimentos que estão sendo viabilizados integralmente no ACL) e levantar a necessidade de contratação para os próximos anos com base na carga e demanda projetada para o mesmo horizonte.	
504	CONCEL, ConEDP-ES e ConDECELT	Deve ser mantido o cronograma previsto na Portaria MME nº 465/2019.	Vide seção III.9 desta NT.
505	CONCEL-MT	A partir de 2024, 300kW; A partir de 2025, todos do Grupo A; A partir de 2026, iniciar o Grupo B. Antes disto deve ser implementada a tarifa binômica para separar demanda do consumo. Outra hipótese seria por faixas de consumo em kWh se não for estabelecido demanda. Obs: o problema dos contratos legados deve ser equacionado para tal.	Vide seção III.9 desta NT.
506	ConCEMIG	É desejável que a abertura de mercado se dê num prazo relativamente curto. Entendemos que o que permitirá definir um cronograma é o tempo necessário para se estudar e implementar as ações que consideramos como pré-requisito à abertura: Início efetivo dos leilões separados de capacidade e energia. Trata-se de tema já em estudo adiantado pelo MME e que permitirá que os custos da expansão da oferta de energia sejam de fato rateados entre o ACR e o ACL; Definição do que fazer com relação aos contratos legados, permitindo uma alocação justa dos custos da expansão entre os mercados livre e regulado e evitando sobrecontratações das distribuidoras que venham a onerar as tarifas dos consumidores que permanecerem no ACR. Certamente existirão regras de transição; e Implantação da tarifa binômica para a BT.	Vide seção III.9 desta NT.
507	ConEDP-SP	Tem que ser de longo prazo, para que ocorra o amadurecimento dos consumidores de forma gradativa, como ocorreu com o mercado de telefonia.	Vide seção III.9 desta NT.
508	ConElektro	Sugerimos que sejam antecipadas as contratações de todos os clientes ligados em alta tensão (grupo A) de imediato, independente de demanda, não tendo estes consumidores que aguardar o cronograma até 2024. Para os consumidores do grupo B, o mercado deverá ser escalonado de acordo com os sistemas comerciais e com a demanda técnica de suprimento de medidores/equipamentos, e de acordo com o impacto junto aos contratos do ACR firmados pelas distribuidoras.	Vide seção III.9 desta NT.
509	CONSELPA	Nesta pergunta partimos do pressuposto que estamos nos concentrando naquele grupo de consumidores que estão abaixo dos 500 Kwh. O cronograma sugerido seria viabilizado em dois semestres. No primeiro para os consumidores que consomem energia entre 500 a 300 kWh e no segundo aqueles abaixo dos 300kWh. É de se supor que aqueles abaixo dos 300 Kwh tendem a ficar no mercado regulado. De qualquer forma, será necessária ampla campanha de esclarecimento e aqui, os Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica do Brasil, podem auxiliar em muito, através de suas entidades, porque têm	Vide seção III.9 desta NT.

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

(Fl. 185 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		acesso direto ao seu público, capilaridade, conhece a cultura e a linguagem mais acessível para chegar às informações de forma compreensível.	
510	COPEL	Atenta-se ao fato de que a abertura do mercado deve ser precedida de um plano de ação bem detalhado, com datas e ações claramente definidas, com a regulamentação antecipando todos os movimentos e com as questões da sobrecontratação e dos contratos legados já equacionadas. Em relação aos consumidores do grupo A, sugere-se a redução da carga mínima em 100 kW de forma escalonada a cada 6 meses a partir de 1º de janeiro de 2024, enquanto para os consumidores do grupo B há a necessidade de aperfeiçoamento da regulamentação para permitir a abertura do mercado para este grupo.	Vide seção III.9 desta NT.
511	COPREL	Sugestão de cronograma para abertura do mercado: “§1º A partir de janeiro de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW; §2º A partir de janeiro de 2025, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 250 kW; §3º A partir de janeiro de 2026, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 100 kW; §4º A partir de janeiro de 2027, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW; §5º A partir de janeiro de 2030, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica extinto e todos os consumidores ainda cativos devem migrar para a comercializadora varejista criada pela distribuidora; §6º A partir de janeiro de 2031, os consumidores cativos atendidos por comercializadora varejista passam a ter a opção de adquirir energia de qualquer outra comercializadora varejista.”	Vide seção III.9 desta NT.
512	CPFL	Não é razoável se estabelecer um cronograma com datas exatas para a abertura, dada a complexidade do tema e a necessidade de atuação em diversas esferas, incluindo o poder legislativo. Feita essa consideração, o que vale colocar, é o rol de pré-requisitos e ações necessárias para viabilizar a abertura sustentada do mercado livre. Assim, conforme já apresentado nesta contribuição, recomenda-se imediatamente a suspensão da contratação de fontes termelétricas para atendimento do mercado regulado. A CPFL entende que tais fontes devem ser contratadas unicamente por meio da reserva de capacidade para potência, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021. Adicionalmente, entende-se como fundamentais as seguintes medidas: Revisão da regulação tarifária, a fim de implementar a separação da tarifa fio e energia, com o estabelecimento da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão; Revisão da legislação e da regulamentação relativa à prestação dos serviços de distribuição e à comercialização de energia elétrica para permitir a separação das atividades de distribuição e comercialização regulada, incluindo o critério de tratamento dos contratos legados; Revisão da relação das atividades inerentes e acessórias que devem permanecer com o serviço de distribuição e definição das atividades que serão migradas para o serviço de comercialização regulada; Revisão da regulação sobre o reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização do sistema elétrico e em redes e medidores inteligentes; Revisão da regulação sobre o compartilhamento de outras receitas com a modicidade tarifária; Revisão da regulação sobre serviços cobráveis que podem ser prestados por meios digitais; Criação de mecanismos para a desoneração dos contratos legados das distribuidoras, incluindo a descontração de usinas termelétricas com recontração como reserva de capacidade; Finalmente, com essas questões adequadamente endereçadas, será possível proceder ao aditamento dos contratos de concessão para efetivação da separação das atividades de distribuição e comercialização regulada e a efetiva abertura do	Vide seções III.3, III.4 e III.9 desta NT.

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

(Fl. 186 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		mercado somente após a separação das atividades de distribuição e comercialização regulada, observada as condições de tratamento dos contratos legados, e estabelecimento da tarifa binômica para consumidores em baixa tensão.	
513	Dinamo	A partir de janeiro/2024 todas as unidades consumidoras do grupo A devem poder migrar para o mercado livre, sem necessidade de representação. A partir de janeiro/2027 as unidades consumidoras do grupo B3 também poderiam migrar, com representação obrigatória para consumidores residenciais. A partir de janeiro/2029, todos os consumidores que assim desejarem, desde que atendam aos requisitos técnicos (medidor compatível). A partir de janeiro/2030, todos consumidores conectados em média e alta tensão seriam obrigados a migrar.	Vide seção III.9 desta NT.
514	EDP	Abertura integral do mercado em 5 anos, sendo implantado em 1 ano um programa de conscientização dos consumidores, desenvolvimento da segurança do mercado e início da separação fio e energia. De 2 a 3 anos, criação do centralizador de contratos e SUI, mercado de capacidade (separação entre lastro e energia) e separação total de fio e energia. Por fim, no longo prazo o desenvolvimento de um sistema robusto de garantias.	Vide seção III.9 desta NT.
515	ELETOBRAS	Para a abertura completa, há itens que podem ser considerados pré-requisitos, mas ainda em andamento no âmbito da Modernização. Caso não sejam observados, pode-se criar distorções na expansão do ACL, tais como: Avaliar o possível aumento de custos para os consumidores do ACR; Avaliar impacto na sobrecontratação das distribuidoras; Aprimoramento e criação de mecanismos de financiabilidade da expansão (por exemplo, fonte termelétrica); Leilão de Capacidade / Separação de Lastro e Energia; Alocação de custos e riscos; Antecedência suficiente no estabelecimento de cada regra para que os agentes possam adaptar suas estratégias; Tratamento da inadimplência e garantias; Regulamentação do Supridor de Última Instância. A abertura de mercado é tendência mundial. No entanto, apesar de os itens apresentados não serem obrigatórios, seria desejável que fossem abordados com antecedência.	Vide seção III.9 desta NT.
516	Enel	É imprescindível que o cronograma de abertura de mercado seja associado à implementação das ações listadas a seguir: a. Estancar a contratação de novos legados; b. Introduzir mecanismos que visem dividir com o mercado livre o custo residual dos contratos legados; c. Melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos; d. Solucionar, com regras claras, tempestivas e definitivas, a sobrecontratação das distribuidoras; e. Fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL); f. Realizar a separação das atividades de fio e energia; g. Revisitar a estrutura tarifária de forma a oferecer uma diversidade maior de opções para o consumidor. Ademais, a utilização de janelas de descontração, auxilia a mitigação dos custos oriundos dos contratos legados. A utilização dessas janelas, se devidamente associada ao volume de consumidores potencialmente livres, constitui uma associação ótima para a definição do cronograma de abertura.	Vide seção III.9 desta NT.
517	Energisa	O prazo deve ser adequado ao tempo necessário para equacionar os riscos estruturais de um processo de abertura de mercado, ainda mais dada a realidade brasileira, sob pena de inviabilizar o próprio processo de abertura. A seguir são destacados alguns riscos que necessariamente devem ser tratados previamente para então avançar no cronograma de abertura de mercado: 1. Redução das assimetrias entre ACR e ACL com alocação equilibrada do custo da confiabilidade do sistema; 2. Tratamento dos contratos legados; 3. Racionalização e flexibilização da gestão de portfólio; 4. Flexibilidade ao	Vide seções III.3, III.4, III.9 e III.10 desta NT.

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

(Fl. 187 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários													
		<p>atendimento da contratação da carga; 5. Tratamento adequado aos Recursos Energéticos Distribuídos, o que implica em não replicar o fatídico caso da Geração Distribuída; 6. Incentivo a novos modelos de negócio que privilegie ganhos de escala, sinergia das atividades e incorporação de inovação e tecnologia; 7. Modernização/flexibilização da estrutura tarifária aderente à realidade de mercado de cada área de concessão; 8. Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia; 9. Regras de reequilíbrio mais flexíveis e condizentes com o papel do comercializador regulado de energia; 10. Alocação de riscos dos recebíveis dos CCEAR's; 11. Reduzir os subsídios tarifários vigentes. Além de ser imprescindível concatenar a abertura de mercado com a implementação dessas medidas estruturais, é extremamente desejável que este cronograma busque uma maior aderência com o término dos contratos legados. Isso reduziria o risco de sobrecontratação das distribuidoras e, conseqüentemente, os custos residuais dos contratos legados. Por fim, outro tema de suma importância a ser considerado refere-se ao estoque de energia incentivada que ainda persistirá, por longo período, disponível para contratação no ambiente livre. A utilização dessa energia com desconto para suprir consumidores de baixa tensão pode inflar consideravelmente os custos da CDE caso se mantenha a aplicação de desconto no fio. Em resumo, não se pode estabelecer uma data fixa sem antes revisitar os riscos envolvidos no processo, uma vez que a busca por energia competitiva deve ser para todos os consumidores e não apenas para alguns. Ademias, os prazos deveriam ser publicados com significativa antecedência compatível ao planejamento de contratação das distribuidoras nos diversos mecanismos de energia. Caso contrário, estariam sendo ampliados os contratos legados sem o devido tratamento.</p>														
518	Engie	<p>Sugerimos o seguinte cronograma: 1. Separação entre atacado e varejo (resolve o problema da correta alocação de custos, benefícios e riscos nas operações de comercialização) – Previsão: julho/2023; 2. Abertura total para os consumidores da alta tensão ($\geq 2,3$ kV) independente da carga – Previsão: janeiro/2024; 3. Regulamentação do comercializador regulado e supridor de última instância – Previsão: julho/2024; 4. Regulamentação do tratamento do consumidor inadimplente – Previsão: julho/2024; 5. Abertura para os consumidores da baixa tensão – Previsão: janeiro/2025;</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Faixa de Demanda/Consumo</th> <th>Abertura</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alta tensão</td> <td>Sem requisito de faixa de demanda</td> <td>01/01/2024</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Baixa tensão</td> <td>≥ 1.001 kWh</td> <td>01/01/2025</td> </tr> <tr> <td>B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh</td> <td>01/01/2026</td> </tr> <tr> <td>B1 ≤ 220 kWh</td> <td>01/01/2027</td> </tr> </tbody> </table> <p>6. Conclusão de estudo sobre implantação de medidores inteligentes na baixa tensão. Muito importante que o estudo seja regido por equidade entre ACL e ACR, que leve em consideração a representatividade da carga medida no que tange tanto precisão quanto conectividade de informações e, caso aplicável, apresente <i>roadmap</i> para implantação. Importante que cubra também as soluções adotadas em outras jurisdições (exemplo França, em que aparentemente se convive com estimativa de perfil de medição mesmo para consumidores que migraram para o mercado livre) – Previsão: janeiro/2030</p>	Faixa de Demanda/Consumo		Abertura	Alta tensão	Sem requisito de faixa de demanda	01/01/2024	Baixa tensão	≥ 1.001 kWh	01/01/2025	B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh	01/01/2026	B1 ≤ 220 kWh	01/01/2027	Vide seção III.9 desta NT.
Faixa de Demanda/Consumo		Abertura														
Alta tensão	Sem requisito de faixa de demanda	01/01/2024														
Baixa tensão	≥ 1.001 kWh	01/01/2025														
	B1 1.000 a 221 kWh e B2 + B3 ≤ 1.000 kWh	01/01/2026														
	B1 ≤ 220 kWh	01/01/2027														
519	Equatorial	<p>Não é possível propor um cronograma de ações com prazos pré-determinados com a maturidade atual do debate. Todavia, existem alguns princípios que devem ser observados na futura definição do referido cronograma, quais sejam: a) A</p>	Vide seção III.9 desta NT.													

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

(Fl. 188 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		viabilidade econômica e financeira dos serviços de distribuição e de comercialização regulada deve ser assegurada, especialmente por meio do tratamento dos contratos legados; b) A abertura deve ocorrer gradativamente com base na atual regra de porte e carga; c) A adequação do ritmo de abertura deve ser revista anualmente. Adicionalmente, entende-se que o início do processo de abertura deve ser precedido das seguintes medidas: a) Realização de ampla campanha informativa, detalhando riscos e oportunidades; b) Revisão da regulação tarifária, a fim de implementar a separação da tarifa fio e energia; c) Revisão da legislação e da regulamentação relativa à prestação dos serviços de distribuição e à comercialização de energia elétrica para permitir a separação das atividades de distribuição e comercialização regulada, incluindo o critério de tratamento dos contratos legados; d) Revisão da relação das atividades inerentes e acessórias que devem permanecer com o serviço de distribuição e definição das atividades que serão migradas para o serviço de comercialização regulada; e) Revisão da regulação sobre o reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização do sistema elétrico e em redes e medidores inteligentes; f) Revisão da regulação sobre o compartilhamento de outras receitas destinadas à modicidade tarifária; g) Revisão da regulação sobre serviços cobráveis que podem ser prestados por meios digitais; e h) Criação de mecanismos para a desoneração dos contratos legados das distribuidoras.	
520	Furnas	Em primeiro lugar, as regras de cada etapa da abertura do mercado devem ser conhecidas com antecedência suficiente para permitir a adaptação ou reformulação das estratégias dos agentes de mercado. Sempre que possível, as etapas da abertura do mercado deveriam ser compatíveis com o fim das obrigações dos contratos legados que se encontram mais próximos no horizonte, visando uma transição para o mercado livre mais suave. Ademais, seria razoável o estabelecimento de faixas de elegibilidade para permitir uma transição mais tranquila. Ex.: 400kW no primeiro ano, 300kW no segundo ano, etc. A abertura é um caminho sem volta e uma evolução natural de mercados maduros de energia elétrica. Mesmo não sendo obrigatório, para que essa abertura ocorra de forma sustentável e traga benefício para todos os envolvidos, sejam eles geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores, é desejável que temas e ações abaixo elencados sejam devidamente tratados com antecedência: A viabilização da expansão, hoje garantida pelo ACR; uma reformulação do modelo vigente de expansão da geração torna-se necessário com a redução do mercado regulado – os leilões de capacidade e a separação de lastro e energia podem ser passos importante nesse sentido; O aumento dos custos para os consumidores do ACR, decorrente da migração para o ACL; Os efeitos de sobrecontratação das distribuidoras devem ser cuidadosamente avaliados; Tratamento da inadimplência e fornecedor de última instância; Facilidade de desvinculação de consumidores inadimplentes do comercializador varejista; Introdução de mecanismos de mercado robustos, perenes e flexíveis que permitam a descontratação dos contratos legados e consequente redução de sobrecontratação.	Vide seção III.9 desta NT.
521	Ibitu	A abertura do mercado deve ser feita pensando em sua sustentabilidade e, portanto, precisa ser consistente com as outras ações de modernização do setor elétrico.	Vide seção III.9 desta NT.
522	Lemon	Entendemos que não devemos ter todas as respostas antes da abertura do mercado. As demandas e necessidades de ajustes vão ser realizadas conforme o andamento da adesão dos consumidores. A discussão prévia deve se ater ao mínimo para garantir o funcionamento dos agentes. Todos outros detalhes virão junto com a evolução do mercado.	Vide seção III.9 desta NT.

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

(Fl. 189 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
523	Landis+Gyr	Na elaboração do estudo, os aspectos de contratação das distribuidoras (contratos legados) e os mecanismos de repasse de excedentes devem ser revistos, de modo a evitar impactos tarifários maiores. Porém, é importante buscar avaliar a possibilidade de antecipar a abertura de mercado para consumidores com cargas inferiores a 500kW e de menor porte, de tal forma que realmente num horizonte de até 5 anos, todos os consumidores elegíveis sejam abrangidos. O estudo deve nortear quais aspectos legais e regulamentares precisam ser tratados e com qual prazo, afim de que não ocorram atrasos maiores. Entre as ações a serem desdobradas, reiteramos a necessidade de se avaliar o conjunto de benefícios da implantação de Sistemas de Medição Inteligente em todos os consumidores e estabelecer um programa de comunicação e educação sobre o mercado livre para os potenciais novos clientes.	Vide seção III.9 desta NT.
524	Light	Do ponto de vista da implantação, a adaptação de sistemas nas distribuidoras e na CCEE são os de maior prazo e custo. Será necessário definir modelos de intercâmbio de dados entre Agregadores de dados e varejistas, entre bolsa de energia e CCEE, entre Agregadores de Dados e CCEE, e atualizar os atuais formatos de intercâmbio de dados entre CCEE e agentes. O prazo global deverá levar em conta também alterações em outras frentes da modernização. A experiência internacional permite planejar um horizonte de implantação de três a quatro anos – após a publicação da regulamentação mínima. O cronograma detalhado deve ser construído em conjunto com os agentes do setor. Por fim, é crucial a concatenação destes efeitos com os prazos para a alteração dos contratos de suprimento de energia, já mencionados.	Vide seção III.9 desta NT.
525	LUDFOR	A partir de janeiro de 2024 abertura de mercado para consumidores do grupo A, reduzindo o requisito mínimo de 500 kW para 400 kW e 100 kW por ano a partir de então, sendo que a partir de janeiro de 2030 todos os consumidores do grupo A devem estar no ambiente livre de contratação. A partir de então inicia-se os procedimentos e tomadas de subsídio para abertura de mercado para grupo B.	Vide seção III.9 desta NT.
526	Neoenergia	De modo geral é necessário um cronograma de transição que reflita uma mudança gradual e com a devida alocação dos riscos e custos. Sendo assim, os prazos precisam estar compatíveis com a implementação das medidas prévias necessárias para mudança no modelo do setor: Eliminação das assimetrias entre ACL e ACR (responsabilidade pela expansão, nível de contratação e flexibilidades contratuais equivalentes, além de maior flexibilidade para vender excedentes); Tratamento de transição da atual sobrecontratação do ACR (assimetrias ainda não eliminadas); Desverticalização (lei) D&C com regras de transição (a exemplo de como foi T&D e G&D); Definição da regulamentação do Comercializador de Última Instância para consumidores não aceitos no ACL; O cronograma deve observar as ações obrigatórias de comunicação (agentes e entes do governo) bem como a criação de faixas de consumo delimitando o ano de migração, devendo ser avaliada a implicação financeira das ações de comunicação. Destaca-se que essas medidas na verdade já se mostram necessárias de serem desenvolvidas mesmo no atual nível de abertura do mercado. Deve ser estabelecido um cronograma concatenado às implementações de sistema e ações de comunicação com clareza das regras de portabilidade. O estabelecimento de uma nova estrutura tarifária, caso venha a ser necessária, com a separação das empresas e das receitas (D e C), inicialmente ambas reguladas, deve ocorrer por meio de um processo de revisão tarifária específico para tanto. Ainda com respeito a mudanças no sistema tarifário que venham a ser propostas, é preciso cautela e acompanhamento das consequências das	Vide seção III.9 desta NT.

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

(Fl. 190 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 9)	Comentários
		mesmas, garantindo a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das Distribuidoras. Em linha com essa preocupação a ANEEL no voto de abertura da CP 49/2021 (<i>Sandboxes</i> Tarifários) ressaltou essa questão. Conforme cronograma previamente definido em Lei, haveria a liberalização dos consumidores atendidos pela nova empresa Comercializadora Regulada. Até que se inicie o processo de liberalização, a nova Comercializadora Regulada poderia contratar e vender energia inicialmente apenas nos mesmos moldes atuais, com a garantia de equilíbrio econômico e financeiro, e com repasse integral de sobre e subcontratação. Após iniciada a liberalização, os preços e campo de atuação seriam totalmente livres conforme a faixa e a forma de compra e venda igualmente livre. As tarifas seriam reguladas até a liberalização da respectiva faixa de consumo, mas seria atribuída uma margem regulatória (%) para cobrir o risco assumido. Deve ser respeitado o contrato de concessão inicial, mas sendo desmembrado gradativamente em um novo contrato de Distribuição _{FIO} e uma autorização para Comercializadora Varejista.	
527	Omega	Não há requisitos que impeçam a abertura de mercado atualmente. É importante considerar que o mercado regulado já pode ser contestado pela mmGD, e a postergação desta abertura retira do cliente a possibilidade de comparar o preço da energia centralizada com a energia distribuída. Adicionalmente, quanto maior a abertura de mercado através de mmGD, maiores os custos que são alocados para os consumidores que não podem construir seus painéis solares. Em relação a potenciais efeitos de sobrecontratação pela abertura de mercado, para o custo remanescente dos contratos legados após as distribuidoras utilizarem todos os mecanismos de venda de excedentes, recomenda-se a criação, conforme previsto no PL 414/21 em tramitação na Câmara dos Deputados, de um encargo para compartilhamento de custos (Pmix > PLD) e benefícios (Pmix < PLD) da sobrecontratação entre todos os consumidores.	Vide seção III.9 desta NT.
528	STATKRAFT	Entende-se que é importante definir brevemente o cronograma e ações de melhorias referentes aos 'gaps' do processo de migração para o ACL, assim como o tratamento aos itens levantados nesse questionário para o cumprimento da abertura do mercado para os consumidores com carga < 500 kW, a partir de 01/01/24.	Vide seção III.9 desta NT.

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
529	ABGD	A Geração Distribuída vem crescendo exponencialmente no Brasil, e crescerá ainda mais. É necessário mecanismos e regras claras que tratem a GD nesse ambiente, o que pode trazer benefícios mútuos para consumidores, comercializadoras e setor elétrico.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
530	ABRACE	Obrigação de contratação: retirar barreiras na migração como a necessidade de contratação de 100% do lastro de energia. Em que poderá ser reduzida a obrigação contratual a percentual inferior à totalidade da carga; e Sinal locacional na distribuição e transmissão: possibilidade de modernização da tarifa de energia com maiores informações e sinais de preço, como por exemplo reforçar o sinal locacional inclusive no nível de distribuição, beneficiando, por exemplo, quem possui a capacidade de gerar sua própria energia, principalmente nos momentos que o sistema elétrico mais precisar.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 191 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
531	ABRACEEL	Urgência, previsibilidade e tomada de decisão.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
532	ABRADEE e Energisa	É preciso que se tenha cuidado com o aumento de subsídios cruzados entre cativos e livres (que já acontecem hoje). Esses subsídios podem ser minimizados, por exemplo, com a separação de fio e energia, mas podem ser ampliados na falta de medidas que equilibrem custos de confiabilidade e de contratos legados entre os ambientes. É preciso ainda que se tenha especial atenção ao formato atual dos descontos no fio por compra de energia incentivada que precisariam, no mínimo, ser redesenhados para evitar crescimento da CDE por efeito de decisões de migração amparadas em distorções no mercado. O estoque de energia incentivada ainda persistirá, por longo período, disponível para contratação no ambiente livre. A utilização dessa energia com desconto para suprir consumidores de baixa tensão pode inflar consideravelmente os custos da CDE caso se mantenha a aplicação de desconto no fio. É preciso considerar ainda que a abertura do mercado pode reduzir a potência de sinais econômicos relevantes, como a bandeira tarifária, por exemplo, hoje limitada aos consumidores regulados, os quais, se elegíveis, têm a opção de migrar para o ACL sem levar esse sinal. A depender do desenho que possuam, os contratos do mercado livre podem produzir sinais semelhantes aos hoje presentes na bandeira tarifária, mas a comunicação centralizada dos custos sistêmicos seria substituída por um esforço de múltiplos agentes, e que revela a importância na prestação de informações para resposta dos consumidores ao custo da energia contratada. É preciso ainda lidar com as obrigações de corte em caso de inadimplência. A comercializadora varejista não possui obrigação de atender determinado consumidor, pois não carrega o ônus de prover a universalização do acesso - papel da comercializadora regulada. A exemplo de uma companhia seguradora, a comercializadora varejista é responsável por avaliar o risco de contraparte e, portanto, arcar com eventual inadimplência do consumidor sem repassar isso ao mercado atacadista, à distribuidora ou à comercializadora regulada. Em contrapartida, é preciso que se estabeleça um prazo a partir do qual se dá o corte, mesmo que as faturas do fio estejam em dia. É preciso que se busquem avanços na compra de energia regulada, definindo-se: (i) quais são os riscos que não possuem possibilidade de gestão nos contratos legados e, portanto, devem ser repassados para os dois ambientes – hoje só estão no regulado; e (ii) quais são os riscos que podem ser geridos mediante mecanismos de incentivo associados a maior flexibilidade nas soluções de suprimento e gestão de portfólio. Tarifas mais dinâmicas para captura de variações em custos repassáveis de energia também podem ser buscadas a fim de minimizar descasamentos em relação a custos de Parcela A - que hoje causam perda econômica. Por fim, é preciso que se analisem os aspectos tributários de mudanças que realoquem custos, responsabilidades e/ou alterem relações comerciais atualmente existentes. Restrições tributárias podem tornar soluções eficientes mais custosas do que arranjos intermediários.	Vide seção III.10 desta NT.
533	ABRAGE e Enel	Devem ser ainda avaliadas: Gestão da inadimplência/perdas/subsídios; Necessidade de separação D&C para abertura do mercado de Baixa Tensão (separação de D&C não é condição precedente para abertura da AT); Tratativa definitiva da sobrecontratação e contratos legados; Evitar criação de novos contratos legados; e Ações concatenadas, neutras e sustentáveis	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 192 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
534	ABRAGET	Análise regulatória extensiva: qualquer alteração setorial de abertura do ACL deve ser acompanhada de análise extensiva de toda a cadeia, mesmo que aparentemente não afete os geradores termoeletricos. Como o modelo de negócio termoeletrico é extremamente sensível a pequenas variações de receita e custos, qualquer alteração que redunde em redução de receitas pode inviabilizar a manutenção da usina no sistema.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
535	ABSOLAR	Outros aspectos a serem avaliados: Gestão da inadimplência/perdas/subsídios; Necessidade de separação “fio e energia”; Tratativa da sobrecontratação e contratos legados; Evitar novos contratos legados; Ações concatenadas, neutras e sustentáveis; Defesa da concorrência; Acesso às informações de consumo de energia elétrica, faturamento e carregamento de rede que é tão importante quanto o próprio acesso à rede; Criar mecanismos que garantam a qualidade dos serviços prestados, alocando de maneira adequada direitos, deveres, riscos e oportunidades que cada agente assumirá neste novo contexto.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
536	AcendeBrasil	Em períodos de escassez de oferta de energia pode ser difícil encontrar um comercializador que esteja disposto a assumir a responsabilidade por atendimento de uma nova carga. Se não houver obrigação de atendimento isto pode se tornar um problema; Regulamentação de novas ligações – a distribuidora tem prazos para atender a novos consumidores, mas é preciso estabelecer uma regulamentação para as comercializadoras; Regulamentação para o programa de universalização; Como será tratado o programa de compensação de energia (REN 482/2012) que impulsionou a expansão da Geração Distribuída? Pode haver comprometimento do sistema de compensação de energia em função da migração de consumidores para o mercado livre, já que o seu funcionamento requer uma massa crítica de consumidores para que o comercializador possa viabilizar a compensação de energia. A provisão deste serviço no mercado livre é mais difícil, pois: (a) os preços não são arbitrados pelo regulador; (b) há menor previsibilidade sobre o comportamento dos preços nos anos vindouros; e (c) a oferta do serviço impõe muito risco sobre o comercializador; Como será a contratação de energia de novos empreendimentos pelo qual se coordena a expansão do parque gerador? A contratação de capacidade (por meio de “Leilões de Lastro”) – meio pelo qual o governo pretende prover os atributos de geração requeridos para assegurar a garantia de suprimento – depende de uma participação relevante nos Leilões de Energia centralizados promovidos pelo governo. Com a redução do mercado regulado – e o aumento da oferta de Geração Distribuída – a demanda nos Leilões de Energia pode dificultar a provisão dos ativos requeridos pelo sistema. Será muito importante abrir os Leilões de Energia para participação de agentes do mercado livre para assegurar a viabilidade deste instrumento no longo prazo; Consumidores podem tomar decisões equivocadas que podem lhes prejudicar, mas isto não é motivo para suspender a abertura do mercado livre. Consumidores aprendem com seus erros e de seus pares e, no longo prazo, os consumidores tendem a convergir para os fornecedores que melhor atendem às suas necessidades. A Aneel pode, no entanto, atuar para minimizar a tomada de decisões equivocadas por meio de campanhas educativas, provisão de informações e disponibilização de ferramentas para auxiliar o consumidor na avaliação das alternativas de fornecedores atuantes no mercado.	Vide seção III.10 desta NT.

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

(Fl. 193 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
537	AES	Ressaltamos aqui a redução do prazo de denúncia para o encerramento do contrato com a Distribuidora, que hoje é de 6 meses, mas o período ideal seria de 1 mês com no máximo 3 meses de tolerância. Além disso, entende-se que a morosidade e ineficiência com a designação de apenas uma instituição bancária para a liquidação financeira é clara quando se trata de um processo inovador e de possível migração em massa de clientes pequenos e pulverizados. Assim, indicamos que seria relevante considerar a possibilidade de considerar mais instituições bancárias no processo. Considerando que dados são a riqueza dos processos futuros, respeitados todas as exigências da Lei Geral de Proteção do Dados (LGPD), deve-se permitir um acesso fácil aos dados de faturamento da Distribuidora referentes ao cliente do Comercializador, nos mesmos moldes do DRI da CCEE.	Vide seção III.10 desta NT.
538	ANACE	Um dos principais aspectos a considerar é a justa divisão de custos do Setor Elétrico entre os consumidores e agentes dos mercados regulado e livre. Há de se ajustar a regulamentação para que diversas responsabilidades que hoje recaem somente sobre os consumidores do mercado regulado ou do mercado livre sejam sopesados para evitar a blindagem dos agentes, trazendo equilíbrio para o setor. Também há de construir uma regra de transição na contratação de energia para atendimento ao mercado regulado, de modo a minimizar os riscos de sobre contratação com a migração de consumidores para o novo mercado. Contratos com prazos menores, entre 3 e 5 anos devem ser introduzidos no sentido de melhor adequar às necessidades de contratação de curto, médio e longo prazos.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
539	APINE	Salvaguardadas medidas como: (i) viabilização da contratação de fontes que garantam a confiabilidade de suprimento com ônus compartilhados pelos dois ambientes; (ii) manutenção dos direitos e deveres dos contratos legados; (iii) campanhas de esclarecimento sobre condições de fornecimento no mercado livre; (iv) dispositivos que garantam que os consumidores cativos remanescentes tenham tarifas adequadas e não sejam impactados pela migração de outros consumidores; (v) mecanismos que permitam a venda das sobras das distribuidoras; (vi) existência de supridor de última instância; e (vii) aprimoramento dos mecanismos de garantia financeira do mercado; não identificamos restrições a plena abertura do mercado.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
540	Casa dos Ventos	Um item importante é em relação a remuneração das distribuidoras. É interessante que para abertura de mercado seja realizado correta precificação do recurso “fio”, deixando de ser precificado em R\$/MWh. Contudo, isto não deve ser um requisito para a abertura de mercado.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
541	CCEneI-RJ e CONACEN	A liberdade para consumidores atendidos em tensão igual ou inferior a 2,3 kV adquirirem energia no ambiente de livre contratação deverá ser precedida por ampla campanha de esclarecimentos sob a responsabilidade da ANEEL, sobre o funcionamento do mercado livre de energia e sobre as alternativas regulatórias que esses consumidores terão para buscar outro fornecedor que não a distribuidora a que estão conectados. Deverá dar ênfase às reponsabilidades que permanecem com as distribuidoras, no que se refere aos requisitos de qualidade do fornecimento, quanto aos prazos e condições de atendimento a solicitações e de respostas às reclamações sobre eventuais interrupções no suprimento por falha na rede elétrica. Outros aspectos estão contemplados no PL nº 414/2021 que se encontra em tramitação na Câmara Federal.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 194 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
542	CHESF e ELETROBRAS	Como resolver a questão dos financiamentos necessários para a concretização de projetos estruturantes, que eram assegurados por recebíveis de longo prazo provenientes de contratos do ACR, se a tendência será o esvaziamento desse mercado cativo?	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT. Ressalta-se que a questão da sustentabilidade da expansão está sendo discutida no âmbito do processo de modernização do setor elétrico brasileiro.
543	COCEN	Entendemos que o momento não é oportuno para fornecer subsídios por parte dos Conselhos de Consumidores frente à complexidade do tema relativo ao mercado de energia do Setor Elétrico, considerando inclusive um PLD atual acima do patamar de R\$ 500,00 mostrando um cenário totalmente desfavorável para migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), associado ao cenário de forte risco hidrológico previsto para o segundo semestre de 2021. Informamos que para fornecer subsídios são necessárias mais informações técnicas e um estudo preliminar do ACL por parte da ANEEL, analisando a conjuntura da capacidade de oferta de geração de energia elétrica do país, nos médio e longo prazos, destacando benefícios, vantagens e desvantagens distintamente para cada Classe de Consumidores. À título de sugestão entendemos que distribuidoras concessionárias que atuam no ACR não deveriam ter participação no ACL utilizando outra razão social ou CNPJ, por uma questão de conflito de interesses e principalmente em função do expressivo poder de mercado dessas empresas, cujo tema deveria ser objeto de análise com maior atenção por parte do CADE. Entendemos que o modelo ideal seria permitir que as distribuidoras concessionárias, que atuam no ACR, pudessem competir diretamente com as empresas do ACL através de renegociação de preços, na forma de descontos, caso a caso, de modo a estimular que seus Consumidores não migrem com facilidade para o ACL.	Este trabalho está sendo realizado em atendimento à Portaria MME nº 465, de 12/12/2019. Ressalta-se que, de acordo com a Lei nº 9.074/1995, cabe ao poder concedente (MME), a decisão sobre a abertura do mercado livre de energia.
544	CONCCEL e ConEDP-ES	Sem dúvida que deveria estar previsto a portabilidade, como no caso das telecomunicações, junto às operadoras de telefonia celular. Entendemos que deve ser aprimorado o modelo existente e que é aplicado pela CCEE, a fim de facilitar o acesso dos pequenos consumidores ao mercado livre, por meio da simplificação e desburocratização do processo de migração, fortalecendo-se as garantias e os direitos dos consumidores, em especial os da classe residencial.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
545	CONCEL-MT	Uma regulação forte que proteja os consumidores de abusos e regras que coíbam a concentração de mercado.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
546	ConCEMIG	Uma questão que precisa ser equacionada é a legislação e regulação para a geração distribuída. O mercado de GD tem crescido exponencialmente no Brasil, o que é positivo em muitos aspectos: desenvolvimento de uma cadeia produtiva forte que resulta em geração de negócios e empregos. Oportunidade para os consumidores terem liberdade de investirem e terem reduções expressivas nos seus custos com energia elétrica, o que acaba sendo um tipo de abertura de mercado. O ponto crítico continua sendo o sistema de compensação hoje adotado, que implica em subsídios bancados pelos consumidores que não possuem GD. Está tramitando no Congresso o PL 5829 que busca definir o regramento legal para a GD. A versão atual deste PL ainda mantém um volume de subsídios muito alto durante tempo considerável. Entendemos	A reformulação de subsídios e a extinção do sistema de compensação de geração distribuída referem-se a políticas públicas, que podem ser reavaliadas, mas que estão fora do controle da ANEEL. Este trabalho está sendo realizado em atendimento à Portaria MME nº 465, de 12/12/2019. Ressalta-se que, de acordo com a Lei nº 9.074/1995, cabe ao poder concedente

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 195 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		que é pré-requisito para se estabelecer um cronograma para prosseguimento da abertura de mercado que as regras legais e os regulamentos para a GD estejam definidos.	(MME), a decisão sobre a abertura do mercado livre de energia.
547	ConEDP-ES	Os encargos setoriais e os tributos devem ser revistos, de forma a não pesar tanto no valor final das contas de energia elétrica.	Matéria fora do escopo de atuação da ANEEL.
548	ConEDP-SP	O amadurecimento.	Aspecto abstrato e de difícil mensuração.
549	ConDECELT	A Aneel deve tornar mais simples o processo de novos entrantes na produção de energia e desburocratizar mais e mais este mercado, existem muitos entraves, por exemplo ficamos um ano sem leilões de energia, onde poderia ter comprado a um custo muito baixo, não o fez e agora estamos sofrendo com bandeiras tarifárias vermelhas, risco de racionamento, uso de termelétricas com custo altíssimo, são situações absurdas num país com capacidade energética como o nosso.	Matéria fora do escopo do presente estudo. Ressalta-se que a definição de leilões cabe ao poder concedente.
550	ConElektro	Será necessário que haja uma campanha de esclarecimento para todos os consumidores; que existam simulações disponíveis para quem deseja migrar para o mercado livre; que haja a simplicidade no contrato de adesão regulado pela ANEEL no ACL desta faixa de demanda; que a legislação seja adequada para este cenário; que exista o suporte adequado para defesa do consumidor; e haja plena possibilidade de retorno do mesmo ao ACR, caso deseje.	Vide seções III.4 e III.7 desta NT. A respeito da sugestão de realização de simulações para quem deseja migrar e contrato de adesão regulado pela ANEEL no ACL, não faz parte do escopo de atuação do regulador, visto que a atuação no ACL pressupõe a livre negociação entre as partes.
551	CONSELPA	Deveria estar previsto a figura da PORTABILIDADE, que muito bem fez no ambiente das telecomunicações, em especial, junto às operadoras de telefonia celular. Abrir um setor na ANEEL especificamente para tratar desse processo de migração, seu acompanhamento, atuar de forma célere para resolver problemas, e com pessoal com dedicação exclusiva. Estabelecer através dos CONSELHOS DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA uma sintonia fina, para captar as sugestões, críticas e propostas de aprimoramento, com uma ligação com esse novo setor para que a proposta de abertura de mercado seja coroada de sucesso.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
552	COPEL	Deve-se levar em consideração o possível risco de ter um cenário de sobrecontratação das distribuidoras, ensejando o aprimoramento dos mecanismos vigentes para a gestão do portfólio, visto que não estão sendo suficientes para garantir a neutralidade dos agentes de distribuição. Adicionalmente, conforme já apontado no relatório da frente de ação "Abertura de mercado" do Grupo de Modernização do Setor Elétrico, cabe reavaliar a possibilidade de redução da obrigação de contratação de 100% da demanda, como também resgatar o assunto pertinente à separação entre lastro e energia, visto que são temas notórios para possibilitar uma abertura de mercado efetiva, sem causar efeitos indesejados aos agentes do setor.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
553	COPREL	Para que a abertura do mercado seja benéfica a todos os agentes do setor elétrico ela deve ser compulsória a todos eles. Com regras previamente estabelecidas pelo poder concedente. Senão, somente aqueles que possuem recursos financeiros	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 196 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		ou inteligência de mercado usufruirão dos benefícios. Os demais, por não possuírem um e/ou outro, acabarão tendo que arcar com os custos deixados por aqueles que migrarem.	
554	CPFL	<p>Primeiramente, deve-se levar em consideração os impactos resultantes da futura regulamentação acerca da micro e mini geração distribuída (“MMGD”) e do sistema de compensação de energia elétrica (“SCEE”), a ser estabelecida após a definição da política pública sobre o tema. O modelo vigente oferece o benefício da compensação integral das tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia para os participantes do SCEE na medida da energia gerada pelos sistemas de MMGD. Todavia, o SCEE está alicerçado no mercado regulado, com a Distribuidora como operador dos descontos em fatura. Com a abertura do mercado, o consumidor terá possibilidade de buscar novos comercializadores para obter reduções no preço pago pela energia adquirida. Em um modelo teórico equilibrado e sem subsídios cruzados, é razoável supor que os consumidores com geração distribuída teriam vantagem em migrar ao mercado livre, consumindo em parte energia autogerada e em parte energia produzida por outros geradores. Em ambos os casos, os custos de distribuição seriam remunerados da mesma maneira. No modelo vigente, porém, a MMGD é incompatível com a abertura pelas seguintes razões. Os benefícios do SCEE estão atrelados ao mercado regulado cujo fornecedor de energia é a Distribuidora. No modelo proposto, a função de comercialização seria assumida pelo CRE, mas a princípio, dada a falta de previsão em Lei para alocação dos consumidores com MMGD ao CRE, esses continuariam sendo alocados à Distribuidora que, com a abertura, não teria a função de comercialização de energia, o que claramente gera uma contradição. Logo, essa questão necessita de tratamento para se proceder à adequada separação de atividades. Adicionalmente, a abertura do mercado regulado e de separação das atividades de distribuição e comercialização regulada de energia elétrica se inserem no contexto do processo em curso de modernização do setor elétrico, que, e grande medida, depende da digitalização do sistema de distribuição e da transição do atual modelo de negócio de Distribution Network Operator (DNO) para uma Distribution System Operator (DSO). Nesta transição, destaca-se o atual processo de desenvolvimento de inovações tecnológicas e modelos de negócios disruptivos no âmbito dos sistemas de distribuição, em especial a atuação das concessionárias de distribuição como plataforma dos seguintes serviços para Recursos Energéticos Distribuídos: Recarga de veículos elétricos; Agregação de carga; armazenamento e geração em usinas virtuais; Resposta da demanda; Eficiência Energética; Armazenamento; Transações <i>peer-to-peer</i> de compra e venda de energia; Prestação de serviços de medição, leitura, fatura, cobrança, ligação, corte e religação; Gestão de contingenciamento da rede de distribuição; Prestação de serviços de distribuição e fornecimento de energia diferenciados para microrredes; Fornecimento de sinal de preço em tempo real; Contratação de serviços ancilares no âmbito da distribuição; Prestação de serviços ancilares para a transmissão; Vendas e marketing, através da identificação de padrões de consumo, o que permitiria o fornecimento de produtos e serviços de energia “sob medida”; Digitalização e proteção de dados; Compartilhamento de infraestrutura; Provimento de serviços de telecomunicação). O regulamento atual dos serviços de distribuição faculta à distribuidora oferecer e prestar, além dos serviços decorrentes de obrigação normativa, algumas atividades acessórias classificadas em: Própria: caracterizada como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização da ANEEL; e</p>	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 197 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		Complementar: caracterizada como atividade não-regulada, cuja prestação está relacionada com a fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação de defesa da concorrência. Sendo assim, o processo de abertura do mercado regulado e de separação das atividades de distribuição e comercialização deve ser acompanhada da revisão da relação existente de atividades inerentes e acessórias que poderão ser prestadas pelas distribuidoras e comercializadores regulados e da forma de compartilhamento de receita com a modicidade tarifária. Do mesmo modo, considerando o estado tecnológico dos processos comerciais das distribuidoras, o atendimento incremental a novos consumidores via canais digitais tem custo quase insignificante para determinadas atividades. Isto é particularmente verdadeiro para a atividade de emissão de segunda via de fatura, por exemplo: se no passado a emissão de fatura carregava consigo os custos dos papéis e tintas a serem utilizados na impressão, bem como do próprio envio da correspondência ao cliente, atualmente a segunda via digital entregue a um novo consumidor tem custo marginal próximo a zero, considerando a infraestrutura digital já em funcionamento para os demais consumidores atendidos pela distribuidora. A migração para canais digitais se traduz, portanto, em menor custo de servir, que se traduzirá no futuro em redução de tarifa pela metodologia de revisão tarifária já vigente. Por outro lado, a tarefa de atrair e incentivar mudança de hábitos por parte dos consumidores é cada vez mais desafiadora. Ainda que o acesso aos serviços oferecidos pela distribuidora seja facilitado por meio dos canais digitais, apenas a adesão massiva a esses canais possibilitará a otimização de processos. A cobrança por serviços não digitais pode ser um caminho para esse avanço. Neste sentido, propõe-se uma mudança de paradigma sobre a concepção dos serviços cobráveis, em especial aqueles que podem ser otimizados por meio de canais digitais, como por exemplo: (1) a entrega de conta impressa em papel: que sua cobrança possa ser facultativa pela distribuidora, direcionando mais os clientes a aderirem aos meios digitais; ou (2) a realização de serviços disponíveis no digital mas realizados em agência por opção do cliente. Em outras palavras, para incentivar a digitalização dos consumidores, que a distribuidora possa ter a prerrogativa de não cobrar pelos serviços cobráveis quando prestados por canais digitais, e realizar a inclusão de cobranças (com preços tabelados) adicionais quando prestados fora dos meios digitais.	
555	EDP	A EDP defende o estabelecimento de marco robusto para sistemas de medição, atrelados à capacidade de comunicação dos dados. Também propõe ampla discussão com os agentes ao longo do desenho do modelo de abertura de mercado.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
556	Engie	Reduzir o prazo praticado atualmente de 180 dias (6 meses) de antecedência mínima para notificar a distribuidora ou futuro comercializador regulado acerca da decisão de migração para o ACL. Adicionalmente, atendido o critério de antecedência mínima que ficar estabelecido, possibilitar que o consumidor defina livremente a data de sua migração, ficando a distribuidora ou futuro comercializador automaticamente obrigado a suprir o consumidor no ACR até a data estipulada.	Vide seção III.10 desta NT.
557	Equatorial	a. Problemas de comunicação de dados e acesso ao medidor devem ter regras claras, assim como as medidas de contorno; b. Limites de comunicação na linha de front da distribuidora com os clientes devem ter regras claras de atribuição de	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 198 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		<p>responsabilidade à distribuidora, ao cliente e à comercializadora e canais de comunicação; c. Extinguir a cobrança da recontabilização de energia na CCEE em casos de irregularidades e defeitos nos sistemas de medição. Atualmente esse processo é oneroso para a distribuidora, mesmo em casos em que o cliente tenha provocado o faturamento incorreto. Nesse sentido, a regras para recontabilização e recuperação de energia dos clientes do ACL devem ser as mesmas do ACR, conforme REN nº 414/2010; d. Possibilitar o faturamento por diferença de registrador (leitura atual - leitura anterior); e. Reduzir as burocracias existentes junto a CCEE (extinguir necessidade de projeto e relatórios de comissionamento), ou seja, seguir os mesmos trâmites da entrada do cliente no ACR (Ligação Nova); f. A CCEE deve desenvolver um sistema de integração dos dados de medição direto com os sistemas da distribuidora, no que tange as horas faltantes, dados de equipamentos de medição (medidores, TC's e TP's), dados cadastrais, etc; g. Revisar os descontos no fio por compra de energia incentivada, para evitar crescimento da CDE por efeito de decisões de migração amparadas em distorções no mercado; h. Regras claras de como seria operacionalizada as compensações de curto prazo que possam afetar tanto a apuração de perdas quanto o faturamento das distribuidoras.</p>	
558	Essenz	<p>Dotar os consumidores de informações que permitam um entendimento mínimo da lógica de funcionamento do setor e, sobretudo, o que significa o direito de escolha do seu comercializador. Devem ser desenvolvidas campanhas institucionais em diferentes mídias com objetivo de dar visibilidade a essas questões, bem como que sejam disponibilizados materiais explicativos e cursos online. A partir deste conhecimento sobre a lógica de funcionamento dos mercados, os consumidores passam a ter condições mínimas de escolher a oferta mais aderente às suas preferências. Para que isso seja possível, é preciso que haja a disponibilização de forma clara das alternativas tarifárias. Neste sentido, considerando-se que a correta tomada de decisão por parte dos consumidores requer a comparação de opções ofertadas por diferentes comercializadores, é notório que não basta cada player, individualmente, disponibilizar seus produtos. Neste contexto, é recomendável a presença de plataformas de comparação das ofertas disponibilizadas pelas comercializadoras. Mais do que apresentar preços e tarifas dos diferentes produtos, estas ferramentas visam uma comparação objetiva entre as opções em termos de resultados para o consumidor. Logo, não bastasse as condicionantes técnicas e comerciais de cada produto, é importante que estas plataformas também contemplem dados de entrada relativos aos padrões de consumo de cada consumidor. Adicionalmente, é possível que estas plataformas façam a migração automática de plano e/ou de comercializador. Esta funcionalidade tem potencial tanto de reduzir os custos de transação como também de tornar o processo de escolha e troca do consumidor mais ágil. Desde que atendam aos requisitos mínimos definidos pelo ente regulador e sejam compatíveis com o arcabouço legal de defesa dos direitos, o desenvolvimento e operação destas plataformas devem ser tidas como atividades passíveis de serem exercidas por qualquer agente privado. Mais do que isso, deve existir liberdade para o desenho de diferentes modelos de negócios. Entretanto, dada a necessidade de estas ferramentas serem abrangentes e não apresentarem vieses, é preciso que exista a garantia da presença de plataformas que contemplem um espectro amplo das alternativas disponíveis do mercado e, principalmente, que estas sejam neutras. Com este intuito, o órgão regulador deve estabelecer um conjunto estrito de diretrizes a serem atendidas por eventuais</p>	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

(Fl. 199 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		<p>interessados na atuação enquanto provedores deste serviço. Dentre estas diretrizes, deve constar a vedação a modelos de negócios baseados em remuneração por parte de um grupo restrito de comercializadores. Os provedores que atendam ao conjunto de exigências estabelecido pelo ente regulador devem ser certificados como habilitados. Nota-se que a predileção deve ser sempre pela lógica privada. Porém, dado a relevância da presença de plataformas de caráter universal na promoção de mercados varejistas competitivos, é necessário que as mesmas se façam presentes mesmo no caso em que o interesse no desenvolvimento não surja de forma espontânea dentre os players privados. Neste caso, caberia ao ente regulador organizar o processo de licitação para a contratação do prestador de serviço. Caso permaneça a ausência de interessados, caberá ao próprio órgão regulador o desenvolvimento e a gestão da plataforma. Estas iniciativas estão em consonância com a necessidade da presença de ao menos um provedor de informações disponibilizado de forma gratuita para os consumidores do Grupo B. Ainda em termos de disponibilização de informações, reitera-se a problemática da assimetria de informações entre os comercializadores. Dada a necessidade de mitigar o poder de barganha dos comercializadores que já estão atendendo aos consumidores, é fundamental a busca pela construção de base de dados com perfil dos consumidores, sobretudo do universo de consumidores tido como desengajados no mercado. Concomitantemente, considerando a importância do desenho de produtos compatíveis com as preferências dos consumidores e, ao mesmo tempo, de prover os consumidores de informações como meio de incitar o engajamento nos mercados, é preciso abordar a questão dos padrões de medição. Apesar da difusão de medidores avançados não consistir em uma pré-condição para a liberalização dos mercados varejistas, esta é essencial para que o processo de introdução de competição nos mercados ocorra de forma efetiva. Para efeitos da discussão acerca dos mercados varejistas, o ponto central é o maior entendimento dos padrões de consumo em nível individual possibilitado por estes medidores. No âmbito da liberalização de mercados varejistas, mais do que criar condições para otimizar o uso da rede a partir da modulação da carga por parte dos consumidores, o foco da discussão refere-se à possibilidade de as comercializadoras ofertarem produtos condizentes com os padrões de carga dos consumidores e, ao mesmo tempo, disponibilizar informações para os consumidores tomarem melhores decisões. Em um contexto de implementação de preços horários no mercado atacadista brasileiro, essa necessidade se acentua na medida em que é indicado que as sinalizações de preços cheguem aos consumidores finais para que haja um eficiente e correto funcionamento dos mercados. Portanto, recomenda-se que a problemática da implementação de medidores avançados no Grupo B esteja presente na discussão da liberalização dos mercados por meio do estabelecimento de políticas de incentivos. Basicamente, a partir da realização de análises de custo-benefício que permitam identificar a viabilidade dos investimentos nas diferentes localidades, deve existir um conjunto de diretrizes regulatórias que remunerem adequadamente e incentivem as distribuidoras a realizar os investimentos requeridos. Por fim, com base no reconhecimento de que o objetivo central da liberalização do Grupo B é promover o estabelecimento de mercados varejistas competitivos, é perceptível que deve se buscar minimizar o atendimento aos consumidores com base em tarifas finais reguladas. Desta forma, justificam-se a adoção de medidas promocionais que incitem os consumidores a migrarem para o mercado livre. Recomenda-se, assim, a regulamentação de um conjunto de</p>	

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

(Fl. 200 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		medidas passíveis de serem adotadas nessa direção. Dentre essas medidas, a principal consiste na concessão de desconto por um período pré-fixado para consumidores do mercado regulado que passam momentaneamente a serem atendidos por um comercializador livre. Ou seja, trata-se de uma espécie de “amostra grátis”, por meio de um desconto parcial, para os consumidores. Todavia, dado que são consumidores pertencentes ao mercado regulado, questões como critérios de seleção de consumidores e comercializadores passíveis de participarem dos programas promocionais, os benefícios a serem concedidos e as condicionantes para permanecer livre ou regressar para o mercado regulado ao fim da experiência precisam estar bem definidos.	
559	Ibitu	Mecanismos que proporcionem a expansão da geração garantindo a confiabilidade de suprimento adequada ao sistema; O cumprimento dos contratos legados; Mecanismos adequados que garantam a venda das sobras das distribuidoras; Aprimoramento da regulação e da segurança para as operações no mercado de energia, principalmente no ambiente livre.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
560	IDEC	i) Desafio associado à tarifa binômica Apesar do debate em torno da tarifa binômica apontar uma possível solução para baratear o preço pago pelos consumidores com menor consumo de energia elétrica, a diversidade de alíquotas do ICMS remete para desafios de equidade no que diz respeito ao preço pago pelos consumidores residentes em diferentes unidades federativas; ii) Riscos da contratação de energia Boa parte dos ganhos de consumidores no mercado livre está atrelada à assunção de riscos de adequada contratação da energia. As melhores estratégias contemplam a contratação de energia em momentos de preços mais baixos. As dificuldades de previsão do comportamento do mercado e a assimetria de informações relativas ao tema entre os diferentes agentes representam riscos aos pequenos consumidores. É necessário, portanto, que a legislação garanta mecanismos que reduzam esses riscos. Ao mesmo tempo, é necessária avaliação periódica da evolução do sistema para se monitorar a concretização dos riscos e se efetivamente há redução nos custos finais da energia aos consumidores. A avaliação deve ocorrer com transparência, participação dos consumidores e mediante critérios previamente estabelecidos; iii) Estímulo real à concorrência e controle de oligopólios e cartéis De nada adianta a abertura do mercado se não houver concorrência entre os agentes para efetiva redução dos preços da energia. É necessário dispor de instrumentos para evitar a formação de oligopólios e cartéis no setor. Nesse sentido, será relevante que os mecanismos de avaliação periódica e monitoramento do setor elétrico, no âmbito da Aneel e de outras instituições do poder público, tais como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), Procuradoria Federal Especializada junto ao Cade (ProCade) e Secretaria de Promoção da Produtividade e Advocacia da Concorrência do Ministério da Fazenda (Seprac), contemplem medidas e instrumentos para prevenir práticas de mercado que sejam perversas para os consumidores; iv) Obrigatoriedade e velocidade da migração É preciso definir se, quais tipos de consumidores – de acordo com o grupo, tensão e demanda – e quando deverão migrar compulsoriamente para o mercado livre. A obrigatoriedade da migração afeta também a velocidade da migração. v) Distribuidora como comercializadora É preciso que se estabeleça os possíveis modelos institucionais para a atuação dos grupos econômicos. Experiências internacionais demonstram que os casos variam de proibição até permissão para atuar na comercialização.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictnet2.aneel.gov.br/sictnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6

(Fl. 201 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
561	Lemon	Garantia de expressão de preferência individual; Garantia de concorrência e evitar oligopolização; Busca de simplicidade do ponto de vista do consumidor; Permitir soluções inovadoras e uso de tecnologia.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
562	Landis+Gyr	Apesar de terem sido mencionados sem muito detalhamento, é importante analisar e definir como devem ser tratados os seguintes aspectos: Intercâmbio de informações entre concessionária de distribuição, comercializador varejista e consumidor; Leitura remota e fatura eletrônica, eliminando a fatura impressa e habilitando outros meios de acesso aos dados de consumo para o consumidor, sem a obrigatoriedade de um display local (no medidor ou terminal de leitura para SDMEE); Inadimplência do consumidor no mercado livre e procedimentos para suspensão do fornecimento; Procedimentos Irregulares (fraudes); Recursos Energéticos Distribuídos como, Geração Distribuída e Armazenamento de Energia ("behind-the-meter") e veículos elétricos. Possível desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras por sub ou sobrecontratação involuntária, a depender da dinâmica de migração de consumidores entre ambientes (ACL e ACR).	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
563	Light	Separação de lastro e energia: formatação de leilões de capacidade para todas as fontes, fim da garantia física individual como lastro de venda (passará a ser a energia gerada/alocada), saneamento do MRE (ajuste das energias asseguradas a valores realistas por ocasião da renovação ou relicitação de concessões PIE), fim da penalidade por insuficiência de lastro para consumidores e varejistas; Bolsa/clearing de energia: participação compulsória para geradores de CCEVs e de leilões, assim como para os comercializadores varejistas e outros compradores de energia em leilões. Participação facultativa para os demais agentes; CCEE: contabilização semanal, registro ex-ante diário de contratos do ACL, aprimoramento do monitoramento para apuração de exercício de poder de mercado; Separação D&C com a criação do comercializador regulado de energia, com a devida alocação de responsabilidades, riscos e retornos; O comercializador regulado poderá assumir o ônus das perdas não técnicas e da inadimplência na área de concessão, na proporção de suas obrigações com os contratos de compra de energia, de modo que a Distribuidora (Fio) se encarregue destes ônus na proporção de sua remuneração. A mitigação destes ônus deve ser dada através dos mecanismos de remuneração pela alocação do risco, ou na gestão do portfólio de contratos e produtos ofertados; Como financiar os investimentos em tecnologia requeridos pela abertura de mercado, especialmente nas distribuidoras.	Vide seção III.10 desta NT.
564	Neoenergia	Para o segmento de distribuição é importante que o modelo tarifário seja o mais aderente possível aos custos incorridos por ele. Seja qual for o modelo, os mecanismos de reajuste e revisão tarifária precisam preservar o equilíbrio dos contratos de concessão de distribuição. Uma mudança deste porte requer, além do período de transição, de um acompanhamento e aprimoramentos periódicos em função da dificuldade de mensurar a resposta do mercado aos sinais tarifários implantados. É imprescindível que o equilíbrio econômico e financeiro seja assegurado, evitando impactos negativos como, por exemplo, os causados recentemente na concepção das regras de implantação para mini e micro geração distribuída. Outros aspectos importantes: A abertura do mercado deve ser gradual; Retirada da obrigatoriedade de 100% da contratação de energia; Considerar outros itens de impactos tarifários atualmente não cobertos pela tarifa; Prever possibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE para recompor eventuais perdas de receitas resultante da abertura do mercado e não previstas originalmente; Necessidade de acomodação regulatória das Unidades com MMSGD, de forma	Vide seção III.10 desta NT.

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

(Fl. 202 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		<p>a possibilitar sua utilização no ambiente livre, respeitando os limites de potência de geração; Revisão do subsídio cruzado da MMGD (alterar para subvenção explícita com fonte de recursos de impacto homogêneo - isonomia - e na medida da necessidade e benefício social); Avaliar implicações relacionadas à Lei Geral de Proteção de Dados, bem como de <i>compliance</i> nos trâmites de informações entre Distribuidora e Comercializadoras; Haverá naturalmente uma elevação dos contatos com o atendimento da Distribuidora_{Fio}, para prestação dos devidos esclarecimentos sobre o processo de mudança do setor, sendo assim será necessário dar o devido tratamento de flexibilização de indicadores relativos ao Percentual de Chamadas Atendidas, INS – Índice de Nível de Serviço, IAB – Índice de Abandonado, ICO – Índice de Chamadas Ocupadas; Necessidade de tratamento dos indicadores regulados que tem implicação direta na tarifa (IASC, DEC, FER, INS, lab e ICO), visto que são impactados diretamente pelo conjunto atendimento/percepção do cliente na sua definição e/ou apuração; Necessidade de revisão dos prazos de envio e ajustes de dados no SCDE, caso seja identificada a indisponibilidade de leitura dentro do ciclo de faturamento, pois considerando a pulverização dos clientes, torna-se inviável a modalidade atual de exigências da CCEE perante penalidades e consolidação de dados. Com isso, os procedimentos de comercialização necessitam ser modificados para que se assemelhem com o disposto na REN 414/2010, no que diz respeito a leitura e faturamento; Melhoria na forma de modelagem de divulgação dos descontos relativos a geração por fontes incentivadas em virtude da ampliação de unidades que poderão fazer uso do benefício; Revisão da regra de cobrança da Contribuição para Iluminação Pública – CIP pelas Distribuidora_{Fio}, de modo a parametrizar e adequar a metodologia a nova realidade do segmento; Buscar manter para os consumidores do grupo B, o atual modelo de calendário de leitura e faturamento do serviço de Uso da Rede por parte da Distribuidora_{Fio} com o intuito de evitar onerações desnecessárias; É necessário que haja algum mecanismo para endereçar corretamente os custos de adequabilidade do sistema, que atualmente é assumido pelo ACR. A solução pode ser, por exemplo, contratação de reserva de capacidade, ou separação entre lastro e energia, desde que os custos para atendimento às necessidades sistêmicas, que vão além da contratação da energia, sejam arcados por todos os consumidores; Deve ser feito um trabalho de conscientização, tanto com a população quanto com o poder judiciário, para que o setor funcione corretamente após a abertura; Necessidade de sistema interligado de gerenciamento de dados entre a Distribuidora_{Fio} e as Comercializadoras (seja a Regulada, a de Última Instância ou as Varejistas), e CCEE; No faturamento de energia pelas Comercializadoras deve ser avaliada a implantação de regras fiscais de cada estado (alíquotas de ICMS e redutores de base); Estabelecer prazos suficientes para a adequação dos sistemas que suportam as operações técnicas e comerciais da Distribuidora_{Fio} e da Comercializadora Regulada; Regularizar as questões relacionadas à cobrança do serviço de leitura caso as Comercializadoras optem por inserir na fatura do Uso da Rede a cobrança da venda de energia; A venda de energia será assumida pelas Comercializadoras, enquanto que os medidores serão responsabilidade da Distribuidora_{Fio}, sendo assim é necessário revisar o regulamento relativo a caracterização da irregularidade de modo a delimitar as responsabilidades de cada ente, os prazos e os limites de atuação; Reformulação do Processo de fiscalização, monitoramento, apuração e atribuição das perdas de energia; Revisão das regras de compensação da Distribuidora_{Atual} ao cliente, por transgressão de</p>	

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

(Fl. 203 da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022)

ID	Entidade	Contribuição (pergunta 10)	Contribuições
		prazos de serviços comerciais e de tratamento de reclamações, principalmente no que se refere ao cálculo do crédito a ser disponibilizado ao cliente, pois a regra vigente contempla parcela de energia em sua formulação, sendo necessário ser aplicada apenas a parcela de uso (TUSD _{Fio B}) para compensação por parte da nova Distribuidora _{Fio} .	
565	Omega	O setor elétrico está maduro e preparado para aprovar um cronograma definitivo no médio prazo (ex: até 2024) para abertura completa do mercado.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
566	STATKRAFT	Criar um ambiente de segurança de mercado, com requisitos pré-definidos e transparentes ao mercado. Aperfeiçoar os processos de interface entre consumidor, comercializador, distribuidora, CCEE e entidade bancária associada.	Aspectos já apresentados em outras respostas e considerados em outras seções desta NT.
567	Paulo Amadi de Faria	Está na hora sim de colocar logo a Portabilidade para a Baixa Tensão (BT).	Trata-se de manifestação favorável à abertura do mercado para a BT. Lembrando que, de acordo com a Lei 9.074/1995, cabe ao poder concedente (MME), a decisão sobre a abertura do mercado de energia elétrica. O objetivo desse estudo é apresentar os impactos, desafios e quais as medidas regulatórias necessárias para implementar a abertura do ACL.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, OTAVIO RODRIGUES VAZ, MATHEUS PALMA CRUZ

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 81CE69C30064A9C6