

NOTA TÉCNICA Nº 64/2020–SRM/ANEEL

Em 5 de junho de 2020.

Processo: 48500.002730/2020-92.

**Assunto: Proposta de abertura de consulta pública com vistas à obtenção de subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19.**

## I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo propor a abertura de Consulta Pública para discussão de um conjunto de ações regulatórias para a gestão contratual de energia das distribuidoras visando a mitigação do impacto da redução da demanda de energia elétrica do mercado cativo causada pela pandemia de COVID-19.

## II - DOS FATOS

2. Em 30 de janeiro de 2020 a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou Emergência em Saúde Pública de Importância Internacional em decorrência da COVID-19.

3. Em 11 de março de 2020, a OMS classificou a COVID-19 como pandemia.

4. Em 20 de março de 2020, por meio do Decreto Legislativo nº 6, foi reconhecida a ocorrência do estado de calamidade pública, com efeitos até 31 de dezembro de 2020, nos termos da solicitação do Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.

5. Em 24 de março de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 878, foram estabelecidas medidas para preservação dos serviços de distribuição de energia elétrica em face do estado de emergência de saúde pública decorrente da pandemia de COVID-19.

6. Em 8 de abril de 2020, a Medida Provisória nº 950/2020 dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública

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



P. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de COVID-19.

7. Em 16 de abril de 2020, foi emitida a Nota Técnica – NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL, em que se avaliou inicialmente os efeitos da crise da pandemia de COVID-19 no setor elétrico brasileiro e apresentou eventuais medidas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento da crise.

8. Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e deu outras providências.

### III - DA ANÁLISE

9. A NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/4/2020, propôs uma série de sugestões regulatórias a respeito da gestão contratual de energia pelas distribuidoras, englobando a possibilidade de modulação de pagamentos e redução de contratos de compra de energia. A presente Nota Técnica analisa e propõe encaminhamento para as referidas sugestões. As seções a seguir detalham o tema.

#### III.1 – MODULAÇÃO DE PAGAMENTOS RELATIVOS À COMPRA DE ENERGIA DAS DISTRIBUIDORAS

10. A NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/4/2020, avaliou a “possibilidade da negociação entre os agentes de geração e de distribuição para a modulação de pagamentos relativos à compra de energia” como alternativa para mitigação do “possível déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras e reduzir o montante de captação de empréstimo por meio da CDE (MP 950, de 2020)”.

##### III.1.1 – DIFERIMENTO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS

11. A NT trouxe como primeira alternativa a negociação de diferimento dos pagamentos de contratos regulados por prazos e taxas de remuneração acordadas entre as partes, e apresentou sucintamente uma opção para sua operacionalização:

*“80. Dado o cenário de contratos pulverizados e prazo exíguo para negociação, uma alternativa possível consiste no estabelecimento de um contrato de adesão pela ANEEL (normativo estabelecendo prazos e taxas de remuneração para a negociação), em que os geradores interessados pudessem declarar de forma centralizada sua disposição em aderir ao mecanismo.”*

12. Inicialmente, para avaliação dos valores potenciais de redução da medida proposta, foram levantados os valores pagos a título de Receita Fixa – RF dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs (modalidades quantidade e disponibilidade) na liquidação

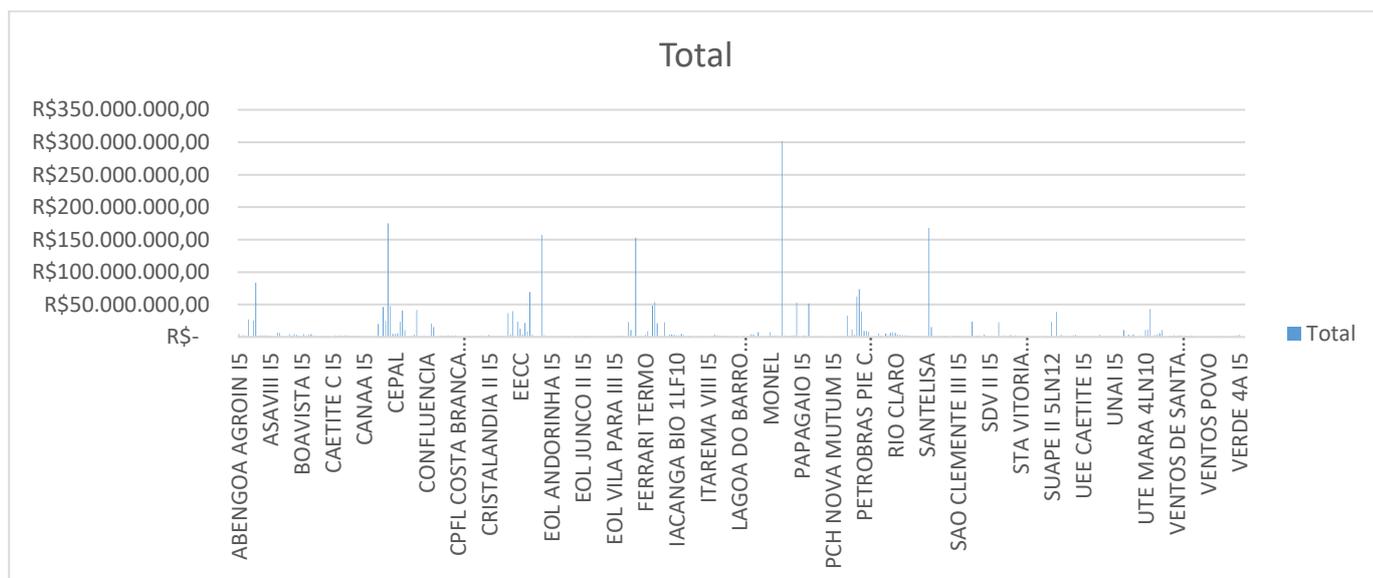


P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

referente ao mês de fevereiro de 2020, por meio da planilha “RV007 – Receita Fixa Total” dos Relatórios de Resultados da Apuração de Receita de Venda Final disponível<sup>1</sup> no site da CCEE:

- Total de contratos: 14.029.
- Total pago de Receita Fixa: R\$ 3,02 bilhões:
  - ✓ 1ª Parcela: R\$ 1,018 bilhão;
  - ✓ 2ª Parcela: R\$ 910,53 milhões;
  - ✓ 3ª Parcela: R\$ 910,15 milhões;
  - ✓ Receita Fixa em atraso<sup>2</sup>: R\$ 181,83 milhões.

13. O gráfico a seguir apresenta o cenário pulverizado de CCEARs, agrupados por CNPJ, no qual se extrai que apenas cinco agentes superam R\$ 100 milhões de reais em recebimentos de Receita Fixa mensal:



14. A NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL abordou também uma alternativa à referida pulverização por meio da utilização de um mecanismo centralizado, com produtos padrão, critérios e sistemática definidos pelo Regulador, de forma a tornar a participação mais simples para os agentes. Tal alternativa visava possibilitar a maior participação dos diversos agentes, bem como torná-lo competitivo com vistas à redução das taxas ofertadas.

15. Visto que a referida NT não trouxe maior detalhamento sobre o processo, avaliaremos três opções de mecanismo: (i) comprador único com participação compulsória de todas as distribuidoras; (ii)

<sup>1</sup> [https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_654145](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_654145)

<sup>2</sup> Valor de receita fixa recebida por usinas em atraso (acrônimo RFIX\_ATS), nos termos da Resolução Normativa nº 595/2013.



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

múltiplos compradores com participação opcional das distribuidoras; e (iii) múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras.

### III.1.1.1 – MECANISMO CENTRALIZADO COM COMPRADOR ÚNICO

16. Nesse cenário, todas as distribuidoras participam compulsoriamente do mecanismo, que será executado com o objetivo de captar um valor de diferimento e limitado a uma taxa de remuneração para os vendedores que tiveram seus recebíveis diferidos, ambos estabelecidos pelo regulador.

17. Neste mecanismo, as contrapartes contratuais não serão alteradas. Portanto, nessa opção há a necessidade de troca financeira entre distribuidoras para que os valores diferidos sejam distribuídos proporcionalmente entre todos os compradores.

#### III.1.1.1.1 – PRODUTOS DISPONÍVEIS NO MECANISMO

18. A execução em formato de comprador único exige o estabelecimento de produtos padrão pelo regulador, cabendo a definição prévia de: (i) QUANTIDADE de meses para diferimento do recebível (Receita Fixa – RF); (ii) CARÊNCIA, em meses, para início do pagamento pela distribuidora; e (iii) PRAZO, em meses, para quitação dos valores diferidos.

19. Dado que, de maneira diversa ao previsto na MP 950/2020, o mecanismo de diferimento de pagamentos de contratos não possui a prerrogativa de alocação de custo ao consumidor que migre para o ACL, propõe-se a adoção de variáveis que encurtem as operações, visto que o risco de migração ao ACL é mitigado em períodos menores. Adicionalmente, com vistas à simplificação do mecanismo, julga-se pertinente o estabelecimento de poucos produtos:

PRODUTOS	QUANTIDADE	CARÊNCIA	PRAZO
	Para diferimento (meses)	Para início do pagamento (meses)	Para quitação dos valores diferidos (meses)
<b>Produto 1</b>	1	3	3
<b>Produto 2</b>	2	3	3
<b>Produto 3</b>	3	3	3
<b>Produto 4</b>	3	3	4
<b>Produto 5</b>	3	3	5
<b>Produto 6</b>	3	3	6

20. Cumpre ressaltar que os produtos/valores acima são meramente indicativos para fins de escrutínio em Consulta Pública, cabendo aos agentes avaliá-los e apresentarem suas considerações para alteração. Alternativamente, pode-se prever que a CCEE tenha a competência para o estabelecimento dos



P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

produtos em atendimento ao anseio dos participantes, respeitado o caráter geral detalhado a seguir na seção da sistemática do mecanismo.

### III.1.1.1.2 – CRITÉRIOS DE PARTICIPAÇÃO NO MECANISMO

21. Nessa proposta de mecanismo, todas as distribuidoras participam compulsoriamente. Com relação aos geradores, podem participar aqueles que possuam CCEARs, com valores a serem diferidos limitados ao somatório de suas RF mensais.

22. A participação dos geradores no mecanismo implicará em adesão aos termos da Resolução Normativa que o regulamentar, na qual serão estabelecidos todos os aspectos contratuais, formalizados por meio de registro automático no sistema de contabilização e liquidação da CCEE com base no resultado público do mecanismo, sem necessidade de assinatura pelos agentes.

23. A Resolução Normativa preverá a possibilidade de quitação antecipada da negociação pelas distribuidoras. Nesse caso, a CCEE deverá atualizar o VALOR até a data do pagamento conforme a TAXA acordada, informando-o para quitação pelas distribuidoras.

### III.1.1.1.3 – SISTEMÁTICA DO MECANISMO

24. Conforme avaliado anteriormente, visto que o mecanismo de diferimento de pagamentos de contratos não possui a possibilidade de alocação de custo ao consumidor que migre para o ACL, será adotada na sistemática a premissa de priorização de PRODUTOS com menor prazo total da operação (quantidade de meses de diferimento + carência + prazos para quitação).

PRODUTOS	PRAZO TOTAL DA OPERAÇÃO (meses)
<b>Produto 1</b>	7
<b>Produto 2</b>	8
<b>Produto 3</b>	9
<b>Produto 4</b>	10
<b>Produto 5</b>	11
<b>Produto 6</b>	12

25. Esse mecanismo será promovido de forma centralizada pela CCEE, com negociação por PRODUTOS, em periodicidade não inferior a mensal, consideradas as seguintes características:

- (i) Os lances dos geradores devem ser indicados via formulário, por CNPJ, contendo: (a) PRODUTO escolhido; (b) VALOR a ser diferido de suas receitas fixas; e (c) TAXA de remuneração que exceder aquela da SELIC;
- (ii) Os lances dos geradores serão irrevogáveis e irretroatáveis;



P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

- (iii) O processamento será iniciado após o encerramento dos lances, executando prioritariamente os PRODUTOS com menor prazo total da operação;
- (iv) Para cada PRODUTO, os lances dos geradores serão ordenados a partir da menor TAXA de remuneração e selecionados até que sejam atingidos os limites (a) de valor a ser diferido para todos os produtos ou (b) da TAXA de remuneração (por produto). Ambos os limites teto serão definidos pela ANEEL, e não divulgados como forma de estimular a competição e a redução de taxas ofertadas;
- (v) Em caso de empate em um PRODUTO, será considerado o VALOR a ser diferido em ordem crescente (menores valores terão prioridade) e, na persistência do empate, será considerada a ordem cronológica de envio do lance.

26. Caso o valor limite estabelecido em “iv.a” não seja atingido, a CCEE poderá divulgar os resultados e abrir nova etapa para envio de lances complementares pelos geradores por uma única vez, repetindo a sistemática descrita acima.

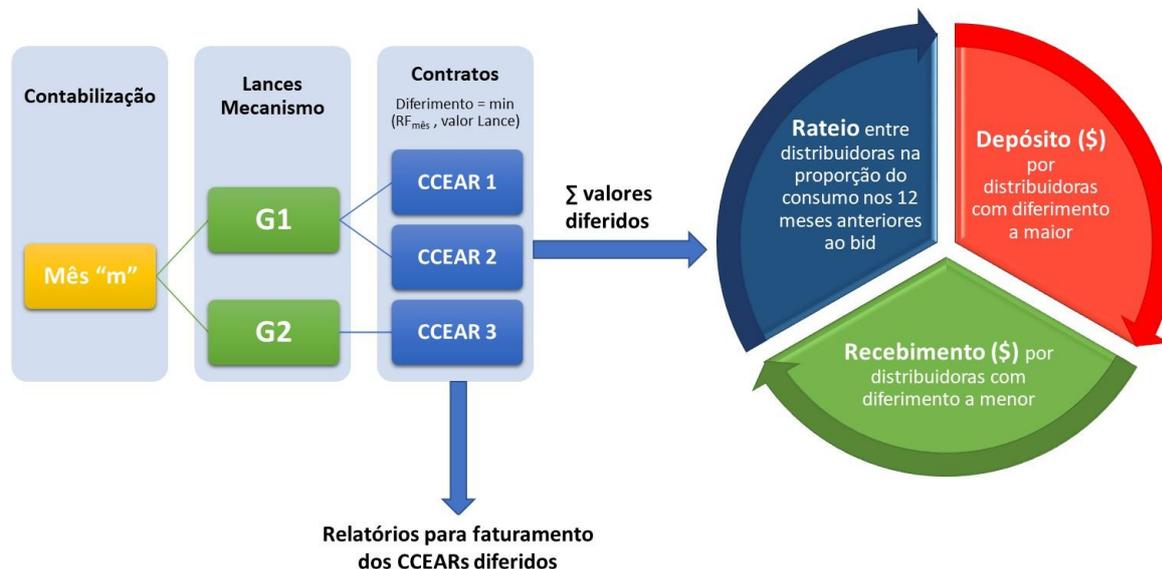
27. Os lances vencedores serão aplicados proporcionalmente sobre a RF de cada contrato regulado do CNPJ com suas respectivas distribuidoras.

28. Após o período de carência da operação, a CCEE deverá: (i) atualizar os valores diferidos de CCEARs com base nas taxas bidadas por cada gerador, considerando o prazo para quitação da operação, e acrescê-los às respectivas RF; (ii) ratear esse valor total entre todas as distribuidoras, na proporção de seus consumos nos últimos 12 meses contabilizados anteriormente ao bid; (iii) confrontar os valores acrescidos em “i” com os valores calculados em “ii”, para montagem do mapa de pagamentos/recebimentos entre as distribuidoras; (iv) solicitar às distribuidoras que apresentaram pagamento de RF “a menor” que realizem o depósito dos valores apresentados em “iii”; e (v) repassar os créditos depositados às distribuidoras que pagaram RF “a maior”.

29. A cada ciclo de contabilização, a CCEE deverá: (i) identificar o valor total a ser diferido no mês, que consistirá no somatório dos valores (limitado à RF de cada contrato no mês de referência) dos lances vencedores; (ii) ratear esse total em cada contrato do gerador, proporcionalmente às RF, e apresentar aos agentes os relatórios contendo valores que serão faturado (RF – valor do diferimento); (iii) ratear esse valor total diferido entre todas as distribuidoras, na proporção de seus consumos nos últimos 12 meses contabilizados anteriormente ao bid; (iv) confrontar os diferimentos identificados em “ii” com os valores calculados em “iii”, para montagem do mapa de pagamentos/recebimentos entre as distribuidoras; (v) solicitar às distribuidoras que apresentaram diferimento “a maior” que realizem o depósito dos valores apresentados em “iv”; e (vi) repassar os créditos depositados às distribuidoras que receberam diferimento “a menor”.

P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

### Detalhamento do fluxo de processamento do mecanismo com comprador único



30. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é compulsória, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária).

#### III.1.1.2 – MECANISMO CENTRALIZADO COM MÚLTIPLOS COMPRADORES

31. Nesse cenário, apenas distribuidoras interessadas participam do mecanismo, que será executado com o objetivo de captar um valor de diferimento e limitado a uma taxa de remuneração, ambos estabelecidos por cada distribuidora. Diferentemente do modelo de comprador único, nessa opção não há a necessidade de troca financeira entre distribuidoras para que os valores diferidos sejam distribuídos proporcionalmente entre elas.

32. Essa dinâmica simplifica a operacionalização do mecanismo pela CCEE. Contudo, dado que há a necessidade de *match* entre distribuidora x gerador que possua CCEAR assinado com ela, possivelmente o volume de negócios será reduzido em relação à opção de comprador único.

##### III.1.1.2.1 – PRODUTOS DISPONÍVEIS NO MECANISMO

33. Diferentemente do modelo de comprador único, em que se exige o estabelecimento de produtos padrão pelo regulador de forma prévia, aqui cabe à própria distribuidora estabelecer seus produtos: (i) QUANTIDADE de meses para diferimento da RF; (ii) CARÊNCIA, em meses, para início do pagamento; e (iii) PRAZO, em meses, para quitação dos valores diferidos. Contudo, essa dinâmica torna ainda mais complexa a possibilidade de *match* na negociação, diminuindo a efetividade do mecanismo.



P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

Assim, julga-se pertinente a proposição de um único produto padrão, nos moldes detalhados na seção III.1.1.1, qual seja:

PRODUTO	QUANTIDADE	CARÊNCIA	PRAZO
	Para diferimento (meses)	Para início do pagamento (meses)	Para quitação dos valores diferidos (meses)
<b>Produto 1</b>	1	3	3

34. Assim como abordado anteriormente, os valores acima são meramente indicativos para fins de escrutínio em Consulta Pública, e cabe aos agentes avaliá-los.

### III.1.1.2.2 – CRITÉRIOS DE PARTICIPAÇÃO NO MECANISMO

35. Nessa proposta de mecanismo, as distribuidoras participam opcionalmente. Com relação aos geradores, podem participar aqueles que possuam CCEARs, com valores a serem diferidos limitados ao somatório de suas RF mensais.

36. A participação de distribuidoras e de geradores no mecanismo implicará em adesão aos termos da Resolução Normativa que o regulamenta, na qual serão estabelecidos todos os aspectos contratuais, formalizados por meio de registro automático no sistema de contabilização e liquidação da CCEE com base no resultado público do mecanismo, sem necessidade de assinatura pelos agentes.

37. A Resolução Normativa preverá a possibilidade de quitação antecipada da negociação pelas distribuidoras. Nesse caso, a CCEE deverá atualizar o VALOR até a data do pagamento conforme a TAXA acordada, informando-o para quitação pelas distribuidoras.

### III.1.1.2.3 – SISTEMÁTICA DO MECANISMO

38. Esse mecanismo será promovido de forma centralizada pela CCEE, com negociação por PRODUTOS, em periodicidade não inferior a mensal, consideradas as seguintes características:

- (i) Os lances das distribuidoras devem ser indicados via formulário, por CNPJ, contendo: (a) VALOR TOTAL a ser diferido; e (b) TAXA LIMITE de remuneração;
- (ii) Os lances dos geradores devem ser indicados via formulário, por CNPJ, contendo: (a) VALOR a ser diferido de suas receitas fixas; e (b) TAXA de remuneração;
- (iii) Os lances dos geradores serão tratados como irrevogáveis e irretroatáveis;
- (iv) O processamento será iniciado após o encerramento dos lances;
- (v) Os lances das distribuidoras serão ordenados a partir da maior TAXA de remuneração;



P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

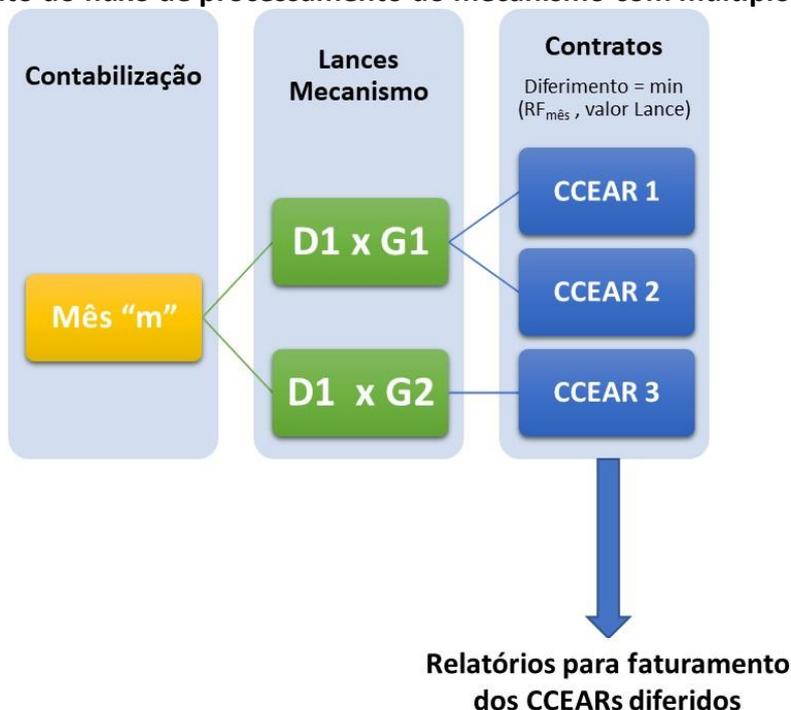
- (vi) Os lances dos geradores serão ordenados a partir da menor TAXA de remuneração e selecionados até que sejam atingidos os limites (a) da TAXA LIMITE de remuneração (cruzamento das curvas “v” e “vi”) ou (b) de VALOR TOTAL a ser diferido, constantes dos lances das distribuidoras;
- (vii) Em caso de empate, será considerado o VALOR a ser diferido em ordem crescente (menores valores terão prioridade) e, na persistência do empate considerada a ordem cronológica de envio do lance.

39. Caso o valor limite estabelecido em “vi.b” não seja atingido, a CCEE poderá divulgar os resultados e abrir nova etapa para envio de lances complementares pelos geradores por uma única vez, repetindo a sistemática descrita acima.

40. Os lances vencedores serão aplicados sobre a RF de cada contrato regulado do gerador (CNPJ) com a respectiva distribuidora, de acordo com o resultado do mecanismo.

41. A cada ciclo de contabilização, a CCEE deverá: (i) identificar o valor total a ser diferido no mês, que consistirá no somatório dos valores (limitado à RF de cada contrato no mês de referência) dos lances vencedores, por “par” CNPJ x distribuidora; e (ii) ratear esse total em cada contrato do gerador, de acordo com o resultado do mecanismo, e apresentar aos agentes os relatórios contendo valores que serão faturados (RF – valor do diferimento).

#### Detalhamento do fluxo de processamento do mecanismo com múltiplos compradores



P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

42. Após o período de carência da operação, a CCEE deverá atualizar os valores diferidos de CCEARs com base na taxa **ofertada por cada gerador**, considerando o prazo para quitação da operação, e acrescê-los às respectivas RF.

43. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é opcional, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) **não** deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos, sendo de responsabilidade exclusiva da distribuidora.

### III.1.1.3 – MECANISMO CENTRALIZADO COM MÚLTIPLOS VENDEDORES

44. Nessa opção, apenas distribuidoras interessadas participam do mecanismo, que será executado com o objetivo de selecionar um valor de diferimento a uma taxa de remuneração, estabelecido por cada gerador. Diferentemente do modelo de múltiplos compradores, nessa opção os geradores ofertam seus produtos (limite de valor, prazos, taxa) e, em seguida, as distribuidoras que forem contrapartes e se interessarem, podem aderir a oferta. Por essa estrutura, não há a necessidade de troca financeira entre distribuidoras para que os valores diferidos sejam distribuídos proporcionalmente entre elas.

45. Essa dinâmica simplifica a operacionalização do mecanismo pela CCEE em relação ao primeiro mecanismo, bem como aumenta a ocorrência de *matches* entre distribuidora x gerador em comparação ao segundo mecanismo. Dessa forma, entendemos que se trata da alternativa que deve ser adotada para implementação da proposta de diferimento de contratos regulados.

#### III.1.1.3.1 – PRODUTOS DISPONÍVEIS NO MECANISMO

46. Diferentemente do modelo de comprador único, em que se exige o estabelecimento de produtos padrão pelo regulador de forma prévia, aqui cabe ao próprio gerador estabelecer seus produtos: (i) QUANTIDADE de meses para diferimento da RF; (ii) CARÊNCIA, em meses, para início do pagamento; e (iii) PRAZO, em meses, para quitação dos valores diferidos. Visto que as distribuidoras terão acesso às opções para então escolherem aderir ou não, essa dinâmica permite a livre oferta de produtos. Além disso, por não haver repasse tarifário dos custos de diferimento, não há nenhum inconveniente associado à migração de consumidores ao ACL.

#### III.1.1.3.2 – CRITÉRIOS DE PARTICIPAÇÃO NO MECANISMO

47. Nessa proposta de mecanismo, as distribuidoras participam opcionalmente. Com relação aos geradores, podem participar aqueles que possuam CCEARs, com valores a serem diferidos limitados ao somatório de suas RF mensais.



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

48. A participação de distribuidoras e de geradores no mecanismo implicará em adesão aos termos da Resolução Normativa que o regulamentar, na qual serão estabelecidos todos os aspectos contratuais, formalizados por meio de registro automático no sistema de contabilização e liquidação da CCEE com base no resultado público do mecanismo, sem necessidade de assinatura pelos agentes.

49. A Resolução Normativa preverá a possibilidade de quitação antecipada da negociação pelas distribuidoras. Nesse caso, a CCEE deverá atualizar o VALOR até a data do pagamento conforme a TAXA acordada, informando-o para quitação pelas distribuidoras.

### III.1.1.3.3 – SISTEMÁTICA DO MECANISMO

50. Esse mecanismo será promovido de forma centralizada pela CCEE, em periodicidade não inferior a mensal, consideradas as seguintes características:

- (i) Os lances dos geradores devem ser indicados via formulário, por CNPJ, contendo:  
(a) VALOR a ser diferido de suas receitas fixas; e (b) TAXA de remuneração;
- (ii) Os lances dos geradores serão tratados como irrevogáveis e irretroatáveis;
- (iii) Os lances dos geradores serão divulgados a cada distribuidora que seja contraparte de CCEAR, que então poderá aderir via formulário, indicando o VALOR TOTAL a ser diferido com cada gerador;

51. A CCEE poderá divulgar os resultados e abrir nova etapa para envio de lances complementares pelas distribuidoras por uma única vez, repetindo a sistemática descrita acima.

52. Os lances selecionados serão aplicados sobre a RF de cada contrato regulado do gerador (CNPJ) com a respectiva distribuidora, de acordo com o resultado do mecanismo.

53. A cada ciclo de contabilização, a CCEE deverá: (i) identificar o valor total a ser diferido no mês, que consistirá no somatório dos valores (limitado à RF de cada contrato no mês de referência) dos lances vencedores, por “par” CNPJ x distribuidora; e (ii) ratear esse total em cada contrato do gerador, de acordo com o resultado do mecanismo, e apresentar aos agentes os relatórios contendo valores que serão faturados (RF – valor do diferimento).

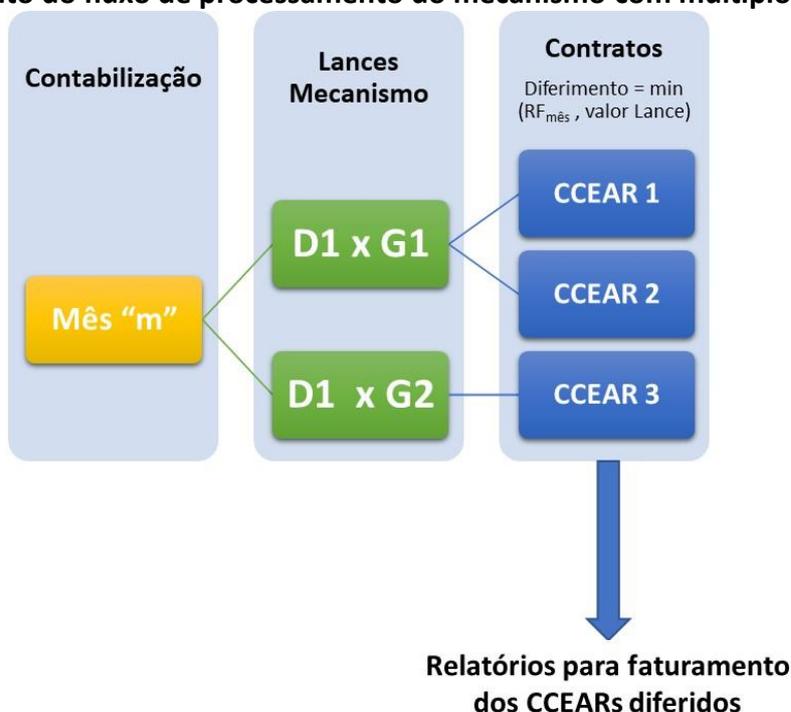
54. Após o período de carência da operação, a CCEE deverá atualizar os valores diferidos de CCEARs com base na taxa **ofertada por cada gerador**, considerando o prazo para quitação da operação, e acrescê-los às respectivas RF.

55. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é opcional e a escolha do lance pela distribuidora é livre, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) **não** deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos, sendo de responsabilidade exclusiva da distribuidora.



P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

### Detalhamento do fluxo de processamento do mecanismo com múltiplos compradores



#### III.1.2 DIFERIMENTO DE PARCELA DA GAG DE USINAS COTISTAS

56. A Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/4/2020, apresentou a possibilidade das concessões de geração prorrogadas no regime de cotas de garantia física e potência, nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, como elegíveis à postergação ou suspensão de pagamentos pelas distribuidoras, por prazo definido, na parcela relativa às GAG melhorias, destinada a remunerar os investimentos realizados para manter a prestação do serviço adequado.

57. O processo administrativo 48500.002783/2020-11, conduzido pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, está instruindo o regulamento a ser publicado pela ANEEL seguindo a proposta da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL referente ao diferimento da GAG melhorias das usinas de geração que tiveram sua concessão prorrogada e da Usina Hidrelétrica de Três Irmãos que teve sua concessão licitada.

58. A SRM avalia que é possível ampliar o escopo da proposta constante na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL para além das usinas cotistas tratadas no processo 48500.002783/2020-11. Avalia-se que é possível oferecer aos outros geradores cotistas, que obtiveram seus contratos de concessão por meio dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017”, a oportunidade de diferirem suas receitas a serem recebidas das distribuidoras que possuem suas cotas de garantia física, de forma não



P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

compulsória, nos mesmos moldes da oportunidade oferecida aos geradores de diferirem seus CCEARs, descrito na Seção “III.1.1 – DIFERIMENTO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS” desta Nota Técnica.

59. As usinas no regime de cotas podem ser divididas em três grupos:

- a) Grupo 1: usinas hidrelétricas que tiveram seus contratos de concessão prorrogados e a UHE Três Irmãos que foi licitada.
- b) Grupo 2: usinas hidrelétricas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12, de 25/11/2015, e nº 01, de 27/09/2017.
- c) Grupo 3: usina hidrelétrica como prestador de serviço temporário.

60. Os três grupos de usinas recebem a Receita Anual de Geração – RAG das distribuidoras de energia elétrica nas quais suas cotas de garantia física estão alocadas. A RAG é composta pela soma dos valores do Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG, encargos de uso e conexão da rede, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e custos associados à Pesquisa e Desenvolvimento, subtraídos de eventual valor em razão de o empreendimento não ter cumprido as metas de desempenho regulatório referente às taxas de indisponibilidade da usina. Para as usinas do Grupo 2, a RAG também é composta da Parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga – RBO, detalhada mais adiante.

61. A GAG, por sua vez, é composta pela GAG O&M, com a finalidade de cobrir os custos operacionais da usina, GAG melhorias, destinada à cobertura dos investimentos em melhoria na usina para cumprir os padrões regulatórios de desempenho, e GAG CAIMI, destinada à cobertura de despesas com bens não reversíveis, como veículos por exemplo.

62. Para as usinas cotistas do Grupo 1 é possível fazer a separação das três parcelas da GAG. Entretanto, para as usinas do Grupo 2, como o lance na licitação em que participaram englobou todas as parcelas da GAG, a separação das três componentes da GAG não é realizada pelo Regulador.

63. Pelo fato de as parcelas da GAG serem tratadas de forma separada para as usinas do Grupo 1, a Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL sugeriu o estudo da possibilidade do diferimento da GAG melhorias. Como mencionado, tal estudo está sendo executado no processo administrativo 48500.002783/2020-11.

64. Entretanto, há a possibilidade das usinas do Grupo 2, de forma opcional, também participarem do diferimento de seus recebíveis se assim avaliarem oportuno. Tal diferimento pode ser realizado na parcela da GAG, que, no caso do Grupo 2, já contempla todos os componentes (O&M, melhorias e CAIMI) e na parcela da RBO.



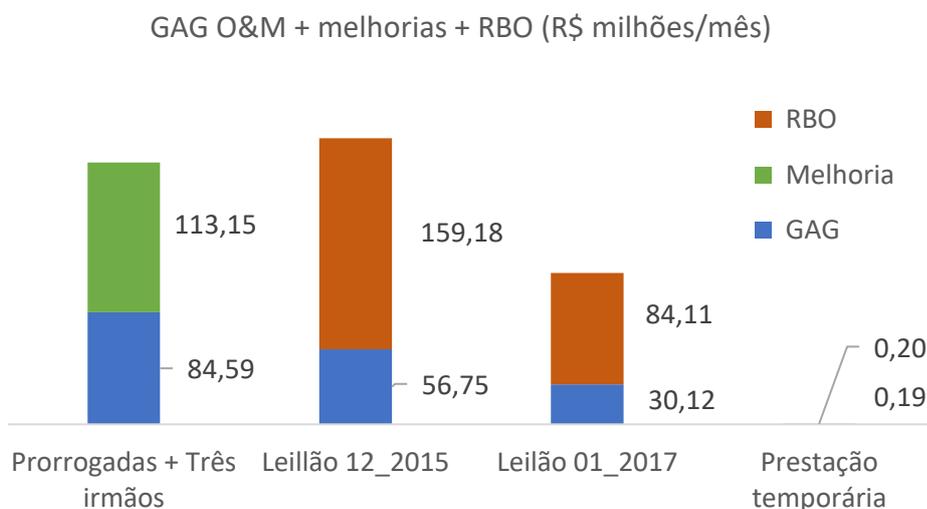
P. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

65. As usinas do Grupo 2, quando venceram seus certames licitatórios, custearam um valor de Bonificação de Outorga (conforme Lei nº 13.203, de 2015) à União, como pagamento pela outorga da concessão. Por esse motivo, somente as usinas do Grupo 2 recebem na RAG a Parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga – RBO.

66. O que se propõe é que as usinas do Grupo 2 possam, de forma opcional, diferir parte, ou o todo, da parcela da GAG e RBO que recebem mensalmente das distribuidoras. Para tal diferimento seria aplicada as mesmas regras do diferimento dos CCEARs explicados na Seção “III.1.1 – DIFERIMENTO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS” desta Nota Técnica.

67. A abertura desta possibilidade aumenta a demanda potencial de agentes geradores que podem aderir ao diferimento, que pode se traduzir em taxa de remuneração menor.

68. A título de ilustração, utilizando os valores da Resolução Homologatória nº 2.587, de 23 de julho de 2019, a Figura a seguir mostra o aumento potencial da presente proposta em relação ao diferimento apenas da GAG melhorias, inicialmente proposto na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.



69. Para o ciclo compreendido entre 1º de julho de 2019 a 30 de junho de 2020 o valor da GAG melhorias é de R\$ 113,15 milhões/mês. O valor da GAG e RBO dos dois leilões de que fizeram parte as usinas do Grupo 2 é de R\$ 86,87 milhões/mês e R\$ 243,29 milhões/mês, respectivamente. Desta forma, esta proposta aumenta a oferta potencial inicialmente pensada de R\$ 113,15 milhões/mês para R\$ 433,31 milhões/mês<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> 433,31 = 113,15 + 86,87 + 243,29



P. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

70. Este é o potencial absoluto, mas não é razoável pensar que todo ele possa ser utilizado para diferimento. Se assim fosse, as usinas do Grupo 2 ficariam totalmente sem receita durante o período do diferimento. Entretanto, esta proposta oferece a possibilidade de diminuir o impacto financeiro nas distribuidoras, causado pela pandemia do COVID-19, e de forma opcional aos geradores.

71. Portanto, e em síntese, propõe-se a abertura da possibilidade das usinas vencedoras dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017”, a oportunidade de diferirem as receitas recebidas das distribuidoras que possuem suas cotas de garantia física, de forma não compulsória, nos mesmos moldes da oportunidade oferecida aos geradores de diferirem seus CCEARs.

### III.1.3 – SUSPENSÃO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS MEDIANTE EXTENSÃO DE OUTORGA

72. A segunda opção para modulação de contratos de energia tratada na NT 01/2020-GMSE/ANEEL diz respeito à possibilidade de *“suspensão parcial, e por prazo determinado, dos pagamentos da compra de energia pelas distribuidoras”, a ser negociada “por agentes de geração cujos prazos dos contratos de concessão estão próximos ao encerramento, e, portanto, já amortizaram seus investimentos, incorrendo atualmente apenas em custos de operação e manutenção das usinas, sendo possível o estabelecimento de um ativo regulatório para as geradoras que aceitem a modulação dos recebíveis prorrogando os atos de outorgas”*.

73. Inicialmente, a SRM entende que a possibilidade de extensão da outorga de usinas geradoras está fora da competência da ANEEL e depende de comando legislativo.

74. Apesar disso, a proposta consistiria em suspender facultativamente o pagamento (parcial ou total) dos CCEAR e, ao invés de reverter o pagamento nos meses seguintes acrescidos de juros como na proposta da seção anterior, estender a outorga do agente de geração. Para tanto, seria constituído um ativo regulatório devido ao agente, o qual seria projetado para o final da outorga por uma taxa de desconto pré-definida e revertido em extensão da outorga.

75. A proposta, portanto, é análoga ao que foi realizado em 2015, por meio da Lei nº 13.203/2015 e da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no âmbito da repactuação do risco hidrológico das usinas hidroelétricas participantes do MRE. Naquela oportunidade, a taxa de desconto utilizada foi de 9,63% ao ano.

76. A vantagem desta proposta é não ter impacto tarifário imediato. No entanto, a extensão da outorga pode implicar em redução de receita no futuro em termos de bonificação de outorga, impactando os próprios consumidores e o Tesouro Nacional, dependendo da legislação que estará vigente à época.



P. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

77. Além disso, a taxa praticada no processo de repactuação do risco hidrológico equivale a mais de 3 vezes a Taxa SELIC atual, de 3% ao ano. Assim, a depender da taxa adotada, o custo dessa alternativa pode ser superior às demais.

### **III.2 – FLEXIBILIZAÇÃO DO MCSD, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 711/2016 E DO MVE**

#### **III.2.1 – ANÁLISE DOS MECANISMOS EXISTENTES DE GESTÃO CONTRATUAL**

78. A Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/4/2020, apresentou a seguinte análise preliminar a respeito da conveniência de flexibilização de instrumentos de gestão de cobertura contratual das distribuidoras de energia: o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), a negociação bilateral, objeto da Resolução Normativa nº 711/2016, e o Mecanismos de Venda de Excedentes de Energia (MVE), nos seguintes termos:

*“91. Finalmente, cabe avaliar a possibilidade de aprimoramento dos regulamentos vigentes da ANEEL - Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015, nº 711, de 19 de abril de 2016 e nº 824, de 10 de julho de 2018 - que estabelecem mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova (MCSDs EN), de acordos bilaterais entre partes signatárias dos CCEARs e de venda centralizada de excedentes (MVE).*

*92. As Resoluções Normativas nº 693, de 2015, e 711, de 2016, consistem em mecanismos consensuais de redução ou transferência de contratos entre os agentes, podendo ser temporária ou permanente. Nesse caso, há que se avaliar a possibilidade de flexibilização ou ampliação das regras, de forma a permitir a redução do custo de sobrecontratação das distribuidoras. Contudo, o desafio do regulador é sopesar a necessidade de reduzir esse custo no curto prazo com os impactos tarifários de médio e longo prazos em função de possíveis descontrações definitivas, que podem surtir efeitos não desejáveis no momento pós crise, tanto do ponto de vista do aumento de custos (preço médio da energia contratada, descontos no fio arcados pela CDE, repactuação do risco hidrológico) quanto da insuficiência de lastro contratual para o atendimento da carga quando a economia voltar a crescer.*

*93. No que se refere ao MVE, ressalta-se que a ANEEL ampliou para 30% o limite de venda de que trata o inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 2018, para os processamentos do mecanismo no ano de 2020, por meio do Despacho nº 936, de 7 de abril de 2020.*



P. 17 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*94. Entretanto, cumpre destacar que eventual redução de demanda do ambiente de contratação livre (ACL) pode reduzir o apetite dos compradores deste mercado, reduzindo a efetividade dos referidos mecanismos.”*

79. Antes da análise dos regulamentos que tratam dos instrumentos de gestão contratual das distribuidoras, convém expor breve análise a respeito da dinâmica dos diversos tipos de contratos de compra de energia regulada e seus efeitos no Mercado de Curto Prazo (MCP) em situação de sobrecontratação das distribuidoras.

- a. Podemos dividir os contratos de compra de energia regulada em basicamente três grupos distintos<sup>4</sup>: (I) contratos por quantidade; (II) contratos por disponibilidade de usinas com Custo Variável Unitário (CVU) nulo e contratos por quantidade em que o risco de exposição no MCP não é assumido integralmente pelo gerador; e (III) contratos por disponibilidade de usinas com CVU maior que zero.

80. Os contratos de cada grupo possuem efeitos diferentes no MCP para a contabilização da distribuidora e para os consumidores cativos. A seguir, vamos apresentar análise do efeito de cada tipo de contrato, supondo uma situação em que a distribuidora possua apenas contratos desse grupo em seu portfólio e esteja sobrecontratada, ou seja, possui mais contratos do que carga a ser atendida.

- a. Grupo I: os contratos desse grupo estabelecem a entrega da energia independente da geração da usina. Dessa forma, na situação em que a carga é inferior à quantidade de energia contratada, esse excesso de energia é liquidado no MCP em favor da distribuidora. Caso o PLD esteja maior que o preço de compra da energia, a distribuidora e os consumidores cativos obtêm lucro com a venda dessa energia no MCP. Caso contrário, o PLD seja inferior ao preço de compra, o excesso de energia resulta em prejuízo.
- b. Grupo II: os contratos desse grupo estabelecem os montantes de energia, mas apenas a energia de fato gerada é entregue à distribuidora. Neste caso, portanto, independentemente de haver um excesso de contratação de energia em relação à carga da distribuidora, os efeitos no MCP irão depender da quantidade de energia gerada e entregue a distribuidora. Caso a energia entregue seja superior ao consumo, o excesso será liquidado no MCP. Nesta situação, quanto maior o PLD, melhor para a distribuidora e para os consumidores. Caso contrário, se a energia entregue for inferior ao consumo, ainda que o montante contratado seja superior, a quantidade faltante de energia para atendimento da carga será adquirida no MCP, valorada a PLD. Nesta situação, quanto maior o PLD, pior será para a distribuidora e para os consumidores.

---

<sup>4</sup> Nesta análise não vamos nos preocupar com o nome que cada tipo de contrato recebe de fato e nem com os detalhes da operacionalização de cada contrato existente. A ideia é ter uma visão geral dos efeitos dos diversos tipos de contratos no MCP.



P. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

- c. Grupo III: os contratos desse grupo estabelecem a venda da energia condicionada ao PLD<sup>5</sup>. Se o PLD é maior do que o CVU da usina, esta é obrigada a entregar o montante previsto à distribuidora. Caso contrário, não há essa obrigação<sup>6</sup> e a distribuidora compra a energia necessária ao atendimento da carga no MCP. Assim, caso o PLD seja inferior ao CVU a usina não é obrigada a entregar energia para a distribuidora e quanto menor for o PLD melhor será para a distribuidora e seus consumidores cativos, pois irão adquirir energia no MCP a preços baixos. Por outro lado, caso o PLD seja maior que o CVU, a usina é obrigada a entregar o montante contratado para a distribuidora, e o excesso de energia é liquidado no MCP em favor da distribuidora. Neste caso, quanto maior o PLD, melhor será para a distribuidora e seus consumidores cativos.

81. A Figura 1 apresenta um resumo da dinâmica dos efeitos dos contratos regulados em uma situação em que a distribuidora possua contratos de apenas um grupo em seu portfólio e que esteja sobrecontratada.

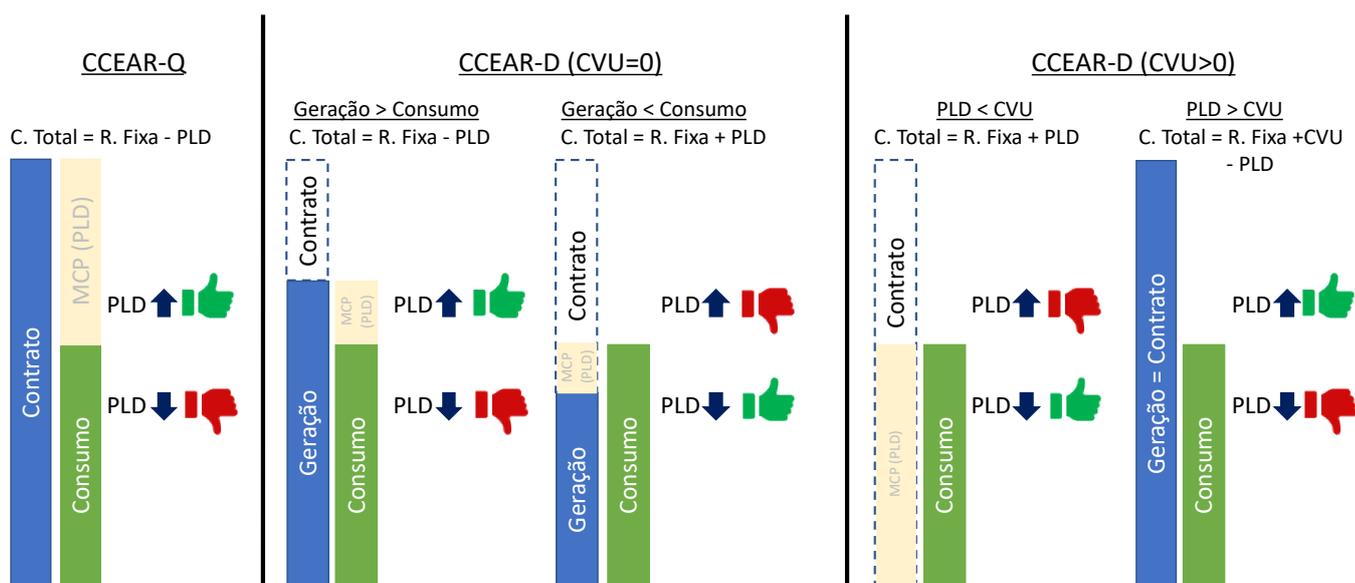


Figura 1: Esquemático simplificado da dinâmica individual de contratos regulados no MCP

82. As distribuidoras, no entanto, possuem diversos tipos de contratos em sua carteira, de todos os grupos descritos, de tal forma que o comportamento esperado frente ao PLD em uma situação de sobrecontratação irá depender do montante contratado e do respectivo submercado, da geração efetiva das usinas (inclusive o GSF associado às usinas hidroelétricas que tenham repactuado o risco

<sup>5</sup> A comparação ocorre efetivamente com o Custo Marginal de Operação (CMO), mas considerou-se o PLD por simplificação.

<sup>6</sup> Existem obrigações quanto a eventual inflexibilidade, mas que foram desconsideradas para simplificação.



P. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

hidrológico), da carga efetiva, além do próprio PLD e da sazonalização e modulação dos contratos e da carga.

83. Deste modo, avaliar se a sobrecontratação das distribuidoras é positiva aos consumidores cativos e a própria distribuidora é tarefa complexa e, a rigor, realizada apenas após a realização do ano civil (ex-post), quando já se tem os valores efetivamente gastos pela distribuidora na compra de energia para atendimento da demanda.

84. Em uma análise simplificada e extrema, apenas para efeito de reflexão, a melhor opção nestes momentos em que o PLD está em seu valor mínimo regulatório, de R\$ 39,68/MWh, seria não ter contrato algum e contabilizar toda a energia consumida no MCP. Essa situação, no entanto, além dos problemas relacionados à adequação de lastro das distribuidoras e à confiabilidade de suprimento do SIN, levaria a impactos negativos no futuro com o aumento do PLD.

85. Analisaremos agora os mecanismos de gestão de cobertura contratual de que dispõem as distribuidoras, notadamente o MCSDEN, a negociação bilateral objeto da Resolução Normativa nº 711/2016 e o Mecanismos de Venda de Excedentes de Energia (MVE), e a conveniência de flexibilização das restrições existentes frente a pandemia de COVID-19.

86. A Resolução Normativa nº 693, de 2015, estabeleceu o MCSDEN, a ser operacionalizado envolvendo apenas distribuidoras, para que fosse possível a compensação de montantes de energia objeto de contratos oriundos de leilões de energia nova. Destaca-se que o MCSDEN é um mecanismo apenas financeiro, sem a transferência contratual da energia, mantendo-se as contrapartes.

87. Em junho de 2016, a Resolução Normativa nº 727 alterou a REN 693/2015 para possibilitar que geradores de energia, vendedores de leilões de energia nova, pudessem participar do MCSDEN em uma etapa final, com a descontração de eventual sobra contratual remanescentes das distribuidoras.

88. A Resolução Normativa nº 711, de abril de 2016, por sua vez, permitiu a negociação bilateral entre geradores e distribuidoras para descontração temporária ou permanente de montantes de energia oriundos de leilões de energia nova.

89. Esses mecanismos (MCSDEN e REN 711) foram criados com o objetivo de possibilitar o gerenciamento do nível de contratação pelas distribuidoras, tendo em vista que os mecanismos então vigentes (MCSD de CCEAR de Energia Existente e MCSDEN sem a possibilidade de redução de contratos) não estavam sendo suficientes. Situação parecida com a atual, visto que o MCSDEN que seria realizado em abril de 2020, referente ao produto que compreende o período de abril a dezembro de 2020, não foi processado<sup>7</sup> devido à ausência de declaração de déficit.

<sup>7</sup> Conforme Comunicado CO nº 241/20, de 9/4/2020, da CCEE, disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao)



P. 20 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

90. Pouco depois das RENs 711 e 727, a Lei nº 13.360 alterou a redação da Lei nº 9.074/1995 (§ 13 do art. 4º) para permitir às distribuidoras negociar com consumidores livres contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, conforme regulamentação a ser realizada pela ANEEL (chamado de MVE).

91. Em 22/8/2017, o Decreto 9.143, incluiu o Art. 47-A no Decreto 5.163/2004, autorizando as distribuidoras a negociar energia no Ambiente de Contratação Livre - ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, com consumidores livres, comercializadores, geradores e autoprodutores.

92. Com vistas a regulamentar o MVE, em 28/11/2017 foi aberta a Audiência Pública nº 70/2017 que, além de propor a regulamentação do novo mecanismo de venda, propôs também alterações no MCSDEN e na REN 711 em razão do comportamento dos agentes do mercado observado nos anos de 2016 e 2017. A Nota Técnica nº 199/2017-SRM/ANEEL, de 24/11/2017, que embasou a abertura da AP 70/2017, expôs a situação de forma clara, conforme trecho transcrito a seguir, e propôs, de forma sucinta, a revogação da REN 711 e a restrição de reduções contratuais em MCSDEN:

*“39. Até o momento foram realizados 8 MCSDEN com possibilidade de descontratação de energia por parte do gerador.*

*40. Dentre o rol de usinas descontratadas encontram-se muitas em situação de atraso, ou com dificuldades de entrega de seu compromisso contratual. No entanto, encontram-se também agentes vendedores interessados em se beneficiar da situação de PLDs altos ou agentes que tem a possibilidade de negociar contrato com preço de venda maior no ACL por se tratar de energia incentivada, o que demonstra que a expectativa inicial de que iriam participar apenas geradores que não conseguem entregar a energia não foi plenamente alcançada. A tabela abaixo resume o resultado de cada um dos mecanismos.*

**Tabela 1 – Resultados dos MCSDEN.**

Produto	Vigência (Início)	Vigência (Fim)	TOTAL DE SOBRAS (MWm)	TOTAL DE DÉFICITS (MWm)	TOTAL DAS OFERTAS DE REDUÇÃO (MWm)*	nº de usinas com contratos descontratados ou reduzidos (A)	nº de usinas em operação comercial com contratos reduzidos (B)	(B)/(A)	nº de usinas em operação comercial com direito a desconto de energia incentivada (C)	(C)/(B)
A-0/2016	jul/16	dez/16	5.684,04	0	195,717	22	17	77%	17	100%
A-0/2016	ago/16	dez/16	6.342,77	0	715,386	6	3	50%	3	100%
A-0/2016	out/16	dez/16	8.291,00	0	266,734	10	3	30%	0	0%



P. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

A-1/2017	jan/17	dez/17	7.249,98	0	415,212	33	20	61%	20	100%
A-0/2017	abr/17	dez/17	3.988,70	110,69	1.175,63	64	63	98%	59	94%
A4+/2017	jan/18	dez/21	3.872,60	0	1.362,75	139	27	19%	25	93%
A0/2017	jul/17	dez/17	3.319,22	32,342	3.151,72	55	48	87%	40	83%
A0/2017	out/17	dez/17	0	1079,362	3.276,303	-	-	-	-	-

41. Conforme pode ser observado, na maioria dos produtos, à exceção A0/2016 (out a dez)<sup>8</sup> e o A4+<sup>9</sup>, houve maior participação de agentes já em operação comercial. Além disso, das usinas em operação comercial a maioria que descontratou tem direito a desconto na tarifa de uso, desconto esse que pode ser repassada ao comprador da energia no ACL, o que traz um aumento de custos à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, tema que será tratado mais adiante nesta Nota Técnica.

42. Com relação à REN 711/2016, até maio foram registrados na CCEE 490 acordos bilaterais. Embora a amostra seja pequena, avaliando-se tais acordos percebe-se um movimento das distribuidoras em realizar acordos de descontração temporária com usinas com direito a desconto (energia incentivada) ou que conduzem ao recebimento de bônus, deixando as descontrações que levariam a ônus para ser realizado via MCSDEN.

(...)

44. Diante desse cenário, percebe-se que, embora a expectativa de que os dois normativos poderiam coexistir harmoniosamente, a utilização de ambos os regulamentos, da forma com que eles estão atualmente, está trazendo um desequilíbrio para o consumidor final, que deve arcar com o bônus a ser pago para as distribuidoras no caso das descontrações pela REN 711/2016 dos contratos com preço de venda acima do Pmix, e está sofrendo prejuízos nas descontrações de contratos baratos via MCSDEN.

(...)

58. Diante do exposto, a SRM entende mais adequada a proposta (b), que consiste na revogação da REN 711/2016. Embora, conforme dito, perca-se em abrangência e flexibilidade, entende-se que os demais mecanismos existentes de

<sup>8</sup> A menor participação de agentes com usinas em operação comercial neste produto pode ser justificada pela pouca adesão, além de ter sido um produto com vigência pequena, de apenas 3 meses, num período em que a expectativa de que os valores do PLD não seria elevado.

<sup>9</sup> Já neste produto, era esperado a participação de mais agentes com dificuldades na construção do empreendimento, por tratar-se de produtos com descontração permanente ou rescisão contratual.



P. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*trocas de energia, aliados à possibilidade de venda de excedentes, seriam suficientes para a gestão do portfólio das distribuidoras e se manteria a possibilidade de ajuste contratual (o que é benéfico para o consumidor, posto que é mantida a saúde financeira das distribuidoras) e a possibilidade de desconstratação de geradores que, sabidamente, não construirão.*

(...)

63. *Embora o histórico seja reduzido, o que impede uma avaliação estatística dos resultados, percebe-se clara relação entre reduções contratuais de usinas já em operação comercial e os valores médios dos PLDs do período de redução (Tabela 3).*

**Tabela 3 – Relação entre montante reduzido do CCEAR e PLD médio do período**

MCS D	Montante reduzido de usinas em operação comercial (MWh médios)	PLD médio <sup>10</sup> do período de redução (R\$/MWh)
A0/16 – Jul a Dez	129,9	139,41
A0/16 – Ago a Dez	33,6	150,61
A0/16 – Out a Dez	133,3	162,81
A-1	171,1	228,96 <sup>11</sup>
A0/17 – Abr a Dez	1142,6	338,88 <sup>12</sup>
A0/17 – Jul a Dez	3100,47	393,38 <sup>13</sup>

(...)

89. *Ocorre que foram identificados contratos regulados com risco hidrológico repactuado que sofreram redução de montantes por meio dos mecanismos disponíveis avaliados nesta Nota Técnica. Nesses casos, visto que não houve mudança do montante constante do Termo de Repactuação, a Regra vigente mantém inalterados (i) o valor do prêmio de risco e (ii) a alocação de energia à parcela de usina repactuada, a despeito de sua liquidação ocorrer no ACL.*

90. *Contudo, visto que, em via de regra, não há mais risco de quantidade nos contratos regulados repactuados, a redução de montantes pelo gerador se justifica apenas porque o preço no ACL é superior ao do respectivo contrato regulado. Nesses cenários, em uma análise simplista, a redução acarretará em perda ao consumidor cativo, o que contraria a essência da norma.*

<sup>10</sup> Valores referentes ao submercado SE/CO.

<sup>11</sup> Média de janeiro a agosto de 2017.

<sup>12</sup> Média de abril a agosto de 2017.

<sup>13</sup> Média de julho e agosto de 2017.



P. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

91. *Posto isso, julga-se pertinente a adequação dos normativos para que não permitam a redução de montantes (total ou parcial, temporária ou permanente) de contratos regulados que tenham repactuado o risco hidrológico nos termos da REN 684/2015.*“

93. Como resultado da AP 70/2017, foi emitida a Resolução Normativa nº 824, de 2018, que regulamentou o MVE e restringiu a redução de contratos no MCSDEN e na REN 711 a empreendimentos que não tenham unidade geradora em operação comercial.

94. Destaca-se que, à época do encerramento da AP 70/2017, cogitou-se não permitir redução contratual por meio do MCSDEN e revogar a REN 711. Ao final, no entanto, avaliou-se que, apesar de a REN nº 595/2013 já estabelecer tratamento regulatório para empreendimentos de geração com atraso em sua implantação, era conveniente manter a possibilidade de redução contratual para empreendimentos nesta situação.

95. **Verifica-se, portanto, que à época da regulamentação do MVE, foi realizada uma ampla avaliação a respeito da possibilidade de redução contratual de geradores por meio do MCSDEN e da REN 711. As principais conclusões foram: (i) no médio e longo prazo ocorre o aumento do PMIX, pois majoritariamente ocorrem reduções de contratos baratos, de usinas incentivadas ou de usinas repactuadas (com o risco hidrológico permanecendo alocado ao consumidor); e (ii) no curto prazo, com a descontração de usinas incentivadas e que podem repassar descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão, ocorre a elevação do custo da CDE, responsável por cobrir tais descontos.**

96. Analisando tais mecanismos sob o prisma dos incentivos envolvidos na descontração, verifica-se uma assimetria de incentivos.

97. As distribuidoras de energia, em geral, optam pela redução contratual em momentos em que a previsão de PLD é baixa em relação ao seu PMIX, por aversão ao risco da relação entre esses dois preços.

98. Ressaltamos que a sobrecontratação voluntária, a qual afeta a distribuidora economicamente, é um cálculo regulatório que considera o PLD do período e o preço médio de compra da energia (PMIX ex-post). O cálculo simula a compra de energia do consumidor pela distribuidora, valorada pelo preço médio, e a venda da energia a PLD. O lucro ou prejuízo deste cálculo é então atribuído às distribuidoras.

99. Do ponto de vista do gerador, a análise da descontração envolve a previsão de receita da venda da energia no ACL comparada àquela percebida no ACR, e a performance de geração da usina. Caso a previsão de receita no ACL seja maior, a depender da previsão de PLD futuro e dos incentivos de desconto tarifário associados a venda da energia, o gerador opta por descontratar a energia com a



P. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

distribuidora. Além disso, caso a usina não tenha desempenho adequado em termos de geração, pode ser interessante para o gerador reduzir os contratos de venda no ACR.

100. Tendo em vista, portanto, o PLD observado nas últimas semanas e a previsão para os próximos meses, qualquer estimativa de receita de venda de energia no ACL no curto prazo deve ser reduzida, ainda que seja considerado prêmio em razão do repasse de desconto tarifário. Além disso, a demanda por energia no ACL reduziu 18% no mês de abril em relação a março, conforme estudo divulgado pela CCEE<sup>14</sup>, em razão das medidas de isolamento social para conter o avanço da COVID-19.

101. Quanto às usinas com baixa performance, pode ser interessante aos geradores reduzirem contratos nos ACR para evitar o pagamento de ressarcimento aos consumidores. Em geral, o ressarcimento consiste no pagamento pela energia não gerada valorada ao PLD médio do período considerado ou ao preço do contrato atualizado, o que for maior. Em alguns casos, é considerado também um acréscimo ao preço do contrato, de 6% a 15%. Em alguns contratos, o ressarcimento deve ser pago em apenas uma parcela, e em outros parcelado em 12 vezes. O tratamento dado ao ressarcimento varia para cada contrato e para cada tipo de fonte.

102. A Tabela 1 apresenta um resumo do ressarcimento para alguns CCEAR de usinas eólicas.

**Tabela 1: Ressarcimento em alguns CCEAR de usinas eólicas**

Leilão	Ressarcimento Anual	Ressarcimento Quadrienal	Pagamento
02ºLFA/2010	1,00 * Receita Fixa Atualizada (abaixo da faixa de tolerância 90%)	1,00 * Receita Fixa Atualizada	12 vezes
12ºLEN/2011	máx(RFUA <sup>15</sup> ; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(RFUA; PLDmédio)	12 vezes
13ºLEN/2011			
15ºLEN/2012			
17ºLEN/2013	máx(RFUA; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(1,06 * RFUA; PLDmédio)	12 vezes
18ºLEN/2013			
19ºLEN/2014			
20ºLEN/2014			
03ºLFA/2015			
22ºLEN/2015			1 vez
25ºLEN/2017	[máx(1,00 * RFUA; PLDmédio) (dentro da faixa de tolerância 90%-100%)] [máx(1,15 * RFUA; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)]	-	1 vez
26ºLEN/2017			
27ºLEN/2018			

<sup>14</sup> Notícia do dia 24/4/2020, disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_654416&\\_afLoop=242860127449196&\\_adf.ctrl-state=186n4pptnl\\_94#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_654416%26\\_afLoop%3D242860127449196%26\\_adf.ctrl-state%3D186](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_654416&_afLoop=242860127449196&_adf.ctrl-state=186n4pptnl_94#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_654416%26_afLoop%3D242860127449196%26_adf.ctrl-state%3D186).

<sup>15</sup> RFUA = Receita Fixa Unitária Atualizada.



P. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

103. Do ponto de vista do gerador, a redução do CCEAR para ajustar ao montante efetivamente gerado é benéfico, pois pode mitigar o ressarcimento a ser pago às distribuidoras, apesar da redução da receita mensal. Do ponto de vista da distribuidora, a redução do CCEAR pode reduzir o dispêndio mensal, mas, em contrapartida, reduz também o ressarcimento auferido.

104. Considerando que, na maioria dos casos, o ressarcimento leva em consideração a receita do contrato atualizada e o PLD médio do período, o que for maior, a redução contratual pode não ser vantajosa para os consumidores cativos e a distribuidora.

105. Tendo em vista, no entanto, a queda da arrecadação das distribuidoras e o empréstimo que será realizado por meio da Conta COVID, em algum caso pode ser que seja vantajoso.

106. O cálculo da vantagem dessa redução para os consumidores cativos, dependerá principalmente do preço de venda da energia objeto do CCEAR, do prazo e montante reduzidos, da estimativa de PLD e dos custos associados a contratação da Conta COVID.

107. Portanto, a disposição dos agentes para descontratar energia comercializada no ACR no curto prazo tende a ser baixa. Ainda assim, caso fosse efetivada, teria o condão de elevar o custo da CDE em função do repasse de desconto tarifário pelas usinas incentivadas, e, também, poderia reduzir os eventuais ressarcimentos percebidos pelas distribuidoras em razão de baixa performance de alguns geradores.

108. No médio e longo prazo, diante de um cenário com previsão de recuperação da demanda por energia no ACL com elevação do PLD, alguns agentes poderiam optar por descontratar energia com as distribuidoras, notadamente aqueles cuja receita paga pelas distribuidoras é baixa. Observou-se no passado, no entanto, os efeitos deletérios desse tipo de descontração para os consumidores cativos, com elevação do PMIX e aumento dos custos da CDE, conforme exposto na Nota Técnica nº 199/2017-SRM/ANEEL, de 24/11/2017, que embasou a abertura da AP 70/2017, cujos trechos já foram transcritos.

109. A solução para o melhor enfrentamento da previsão de sobrecontratação das distribuidoras e dos seus efeitos, tanto no curto quanto no médio e longo prazo, é a utilização do MVE pelas distribuidoras, conforme também exposto na Nota Técnica nº 199/2017-SRM/ANEEL.

110. Nos termos da Resolução Normativa 824/2018, que regulamentou o MVE, o limite para venda de energia das distribuidoras no mecanismo é de 15% da demanda medida no ano anterior. Esse limite, no entanto, foi majorado para 30% por meio do Despacho nº 936, de 7/4/2020, para todas as distribuidoras nos processamentos do MVE referentes a 2020.

111. A Figura 2 apresenta resumo dos mecanismos de gestão da cobertura contratual das distribuidoras, os efeitos da eventual flexibilização e a avaliação desses efeitos.



P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

Mecanismo	Critério atual	Flexibilização	Efeitos	Avaliação	
MCSDEN A-0 (Jul >> Dez, Out >> Dez)	Gerador não reduz	Gerador reduziria	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)	Curto Prazo (2020)
Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduzir geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)	
MVE (Jul >> Set, Jul >> Dez, Out >> Dez)	Distribuidora oferta energia (até 30%)	-	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade limitada (baixa demanda no ACL)	
MCSDEN A-1 (todos os produtos)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados	Médio Prazo (2021)
Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados	
MVE (todos os produtos)	Distribuidora oferta energia (até 15%)	Aumentar a possibilidade de oferta	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade depende da recuperação da demanda no ACL	

**Figura 2: Resumo da avaliação dos efeitos de flexibilização dos mecanismos de gestão de cobertura contratual das distribuidoras**

112. Em 24/4/2020 foi realizada a segunda rodada do MVE de 2020, em que foi ofertado o produto 2º trimestre, de abril a junho de 2020. Os valores comercializados estão apresentados nas Tabelas Tabela 2 e Tabela 3.

**Tabela 2: Resultado da 2ª rodada do MVE 2020 (Fonte: CCEE)**

	Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)			
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)
Venda	43	2613,1	3	219,9
Compra	191	1816,9	23	



P. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

**Tabela 3: Resultado detalhado da 2a rodada do MVE 2020 (Fonte: CCEE)**

Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MWm)	Preço/Spread de Equilíbrio (R\$/MWh)
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	126	PLD + R\$0,00
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	73,9	PLD + R\$0,00
Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	20	PLD + R\$0,10
<b>Total</b>			<b>219,9</b>	

113. Em 28/5/2020 foi realizada rodada extraordinária do MVE de 2020, em que foi ofertado o produto 2º semestre, de julho a dezembro de 2020. Os valores comercializados estão apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4: Resultado detalhado da rodada extraordinária do MVE 2020 para o 2º semestre (Fonte: CCEE)**

Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MWm)	Preço de Equilíbrio (R\$/MWh)
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	NORDESTE	6	PLD + R\$1,00
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	33	PLD + R\$2,00
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	42	PLD + R\$0,00
Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	32	PLD + R\$0,00
Energia Convencional	PLD + Spread	SUL	20	PLD + R\$0,00
<b>Total</b>			<b>133</b>	

114. Nos próximos meses, em junho e setembro, estão previstas mais rodadas do MVE para oferta dos produtos relativos ao 2º semestre e aos 3º e 4º trimestres de 2020, em que as distribuidoras poderão ofertar a venda de energia até o limite de 30% da carga verificada no ano de 2019.

### III.2.2 – AÇÕES DE CURTO PRAZO

115. Com o intuito de ajustar a contratação para 2020 e 2021, as distribuidoras poderão utilizar os MCSDEN intra-anuais, o MCSDEN A-1 e os processamentos do MVE, além dos MCSD de Energia Existentes.

116. No curto prazo, são propostas ações que visam tratar das seguintes situações associadas à sobrecontratação das distribuidoras:

- a) CCEAR relativos a usinas com cronograma de obras atrasado;
- b) CCEAR relativos a usinas com baixa performance;
- c) Demais CCEAR.



P. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

### III.2.2.1 – CCEAR relativos a usinas com cronograma de obras atrasado

117. Relativamente aos CCEAR de usinas com cronograma de obras atrasado, sem nenhuma unidade geradora em operação, estes podem ser reduzidos por meio da REN 711/2016 e, também, do processamento do MCSDEN A-1.

118. O MCSDEN A-1 é processado no final do ano, após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, conforme o art. 5º da REN 693, nos seguintes termos:

*“II – anualmente, após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abranjam os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:*

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;*
- b) 1º de janeiro a 30 de setembro;*
- c) 1º de janeiro a 30 de junho; e*
- d) 1º de janeiro a 31 de março;”*

119. Com vista a permitir a antecipação do ajuste contratual das distribuidoras para 2021, entendemos que seja pertinente a realização de processamento extraordinário do MCSDEN A-1 em junho de 2020, antes, portanto, da realização do Leilão de Energia Existente A-1.

120. Em razão de as datas para processamento deste MCSDEN coincidirem com o período de registro de reduções por meio da REN 711/2016<sup>16</sup>, caso algum gerador participe dos dois mecanismos pode haver inconsistência nas informações relativas a contratos para processamento do MCSDEN. Por essa razão, excepcionalmente, não poderão ser registradas reduções por meio da REN 711/2016 relativas ao ano de 2021 durante o período de processamento extraordinário do MCSDEN A-1. Após tal processamento, as reduções poderão ser registradas normalmente, para vigência em 2021, sem nenhum prejuízo às partes.

121. Para tanto, a CCEE deve ser autorizada por Despacho da ANEEL, nos seguintes termos:

*“(i) autorizar a CCEE a realizar, em junho de 2020, processamento extraordinário do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de que trata o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, para vigência a partir de janeiro de 2021; (ii) excepcionalmente, durante o processamento extraordinário*

<sup>16</sup> “Art. 2º O acordo bilateral poderá envolver as seguintes modalidades: (...)

§ 1º As partes envolvidas no acordo bilateral deverão registrar nos sistemas da CCEE as informações relativas a prazo e montante do acordo até o 25º dia do mês anterior ao mês de início da vigência.” (sem grifo no original)



P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*de que trata o item (i), não poderão ser registradas na CCEE reduções contratuais, nos termos da Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016, com vigência no ano de 2021”*

122. Tendo em vista que no MCSDEN A-1 podem participar geradores que não tenham unidades geradoras em operação comercial, o processamento extraordinário também permitirá a descontração de CCEAR por geradores que não vislumbram entrar em operação no prazo, oferecendo-lhes a oportunidade de reduzir os CCEAR em 2021<sup>17</sup>.

123. Cabe ressaltar que, caso o agente gerador opte por reduzir temporariamente o CCEAR para 2021 nesse processamento, poderá ser impedido de participar em 2020 de eventual MCSDEN para descontração permanente, visto que o primeiro ano da redução permanente coincide com o período de descontração do MCSDEN A-1. Dessa forma, o gerador deve avaliar a sua estratégia de participação nos mecanismos.

124. Quanto à redução contratual por meio da REN 711/2016, trata-se de negociação bilateral entre os geradores que ainda não possuem unidades geradoras em operação comercial e as distribuidoras. Como forma de fomentar a negociação, entendemos conveniente estimular o diálogo entre as partes. Assim, propomos que os geradores procurem as respectivas distribuidoras e informem à ANEEL as tentativas frustradas de redução do CCEAR para o ano de 2020. Tendo em vista o cenário de sobrecontratação que se apresenta, entendemos que a aplicação da REN 711/2016 deve ser bem-sucedida, sem deixar de lado seu conceito de acordo bilateral.

### III.2.2.2 – CCEAR relativos a usinas com baixa performance

125. De acordo com a análise realizada na seção III.2.1, entendemos que essas situações podem ser avaliadas no caso concreto pela ANEEL, mediante provocação dos agentes geradores interessados, com apresentação dos cálculos que comprovem a vantagem econômica da redução para os consumidores cativos.

### III.2.2.3 – Demais CCEAR

126. Quanto aos demais contratos, as distribuidoras têm condições de buscar reduzir a eventual sobrecontratação em 2020 por meio do MVE, sem, no entanto, comprometer o portfólio de contratos para o médio e longo prazo.

<sup>17</sup> “Art. 5º O Critério de repasse previsto no inciso II do art. 2º não será aplicado nas seguintes hipóteses:

I - registro na CCEE do contrato de compra de energia elétrica adquirido para garantir o lastro do contrato de venda original, com antecedência mínima de seis meses em relação ao início do mês em que houver necessidade de recomposição de lastro devido ao atraso, em conformidade com o disposto no art. 3º; ou

II – atraso ocorrido após a liberação da operação em teste no prazo previsto no ato de outorga, limitado a 90 dias;” (sem grifo no original)



P. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

127. Atualmente, o MVE é operacionalizado a cada 3 meses, permitindo que as distribuidoras possam realizar o ajuste da contratação a depender do apetite do ACL para compra de energia. Ressalta-se que a demanda do ACL que alimenta a busca por energia no MVE é a mesma que incentivaria geradores a descontratarem, no entanto, sem os efeitos deletérios do repasse de desconto tarifário e aumento do custo da CDE.

128. Com o intuito de ajustar a contratação para 2020, as distribuidoras já puderam utilizar o MVE extraordinário realizado em 25/5/2020 e poderão participar dos demais processamentos a serem realizados até o final do ano.

129. Caso a situação de sobrecontratação se estenda para o ano de 2021, o limite de venda da energia pode ser majorado também para o próximo ano, a critério da ANEEL.

130. O MVE com vigência para 2021, por sua vez, é realizado no final do ano após o processamento do MCSD-EN AN+ e do MCSDEN A-1, nos seguintes termos:

*“Art. 3º O processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes será realizado:*

*I - Anualmente, após o processamento do MCSD-EN AN+ e do MCSD-EN A-1, de que trata a Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, com vigência de:*

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;*
- b) 1º de janeiro a 30 de junho; e*
- c) 1º de janeiro a 31 de março.”*

131. Com vista a permitir a antecipação do ajuste contratual das distribuidoras para 2021, entendemos que seja pertinente a realização de processamento extraordinário do MVE Anual (2021) antes da realização do Leilão de Energia Existente A-1 e dos MCSDEN AN+, em agosto de 2020.

132. Essa operacionalização excepcional não encontra óbices nas Regras e Procedimentos de Comercialização, visto trata-se de produto com vigência já prevista na regulação. Contudo, para que seja possível essa operacionalização, é preciso definir qual será o limite de venda de cada distribuidora, por tipo de energia, convencional e convencional especial.

133. Propõe-se que o limite preliminar para essa operacionalização seja o mesmo limite global calculado para o ano de 2020, à época da operacionalização do MVE do final de 2019, para ambos os tipos de energia.

134. Por se tratar de operacionalização extraordinária do MVE Anual em agosto de 2020, a CCEE deve ser autorizada por Despacho da ANEEL, nos seguintes termos:



P. 31 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*“Autorizar a CCEE a realizar, em agosto de 2020, processamento extraordinário do Mecanismo de Venda de Excedentes de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 3º da Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, para vigência em 2021, considerando os mesmos limites de venda de energia convencional e convencional especial calculados para o ano de 2020.”*

### III.2.3 – AÇÕES DE MÉDIO E LONGO PRAZO

135. Analisando sob uma perspectiva de médio e longo prazo, entendemos adequado, primeiramente, que as ações de curto prazo propostas nesta NT se tornem permanentes, quais sejam: processamento do MCSDEN A-1 e do MVE Anual em junho de cada ano, com 6 meses de antecedência do início de vigência dos mecanismos.

136. Tendo em vista que no MCSDEN A-1 podem participar geradores que não tenham unidades geradoras em operação comercial, o processamento extraordinário também permitirá a descontração de CCEAR por geradores que vislumbram um caminho crítico para entrar em operação no ano seguinte. Dessa forma, esses geradores terão a oportunidade de tentar reduzir seus CCEAR com 6 meses de antecedência do início da vigência<sup>18</sup>.

137. As alterações necessárias na REN 693/2015 para viabilizar dois processamentos anuais do MCSDEN A-1 seriam as seguintes:

*“Art. 5º O processamento do MCSD Energia Nova será realizado:*

*(...)*

*II – **anualmente** duas vezes por ano, uma no mês de junho e outra após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abrangem os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:*

*a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;*

*b) 1º de janeiro a 30 de setembro;*

*c) 1º de janeiro a 30 de junho; e*

*d) 1º de janeiro a 31 de março;”*

138. Quanto ao processamento do MVE Anual para vigência no ano seguinte, entendemos que não há prejuízo caso seu processamento seja realizado em dois momentos de forma permanente: um no

<sup>18</sup> “Art. 5º O Critério de repasse previsto no inciso II do art. 2º não será aplicado nas seguintes hipóteses:

I - registro na CCEE do contrato de compra de energia elétrica adquirido para garantir o lastro do contrato de venda original, com antecedência mínima de seis meses em relação ao início do mês em que houver necessidade de recomposição de lastro devido ao atraso, em conformidade com o disposto no art. 3º; ou

II – atraso ocorrido após a liberação da operação em teste no prazo previsto no ato de outorga, limitado a 90 dias;” (sem grifo no original)



P. 32 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

final do ano, conforme já previsto, e outro com 6 meses de antecedência, em junho do ano anterior ao de vigência.

139. Além disso, por considerarmos o MVE o melhor instrumento disponível para gestão contratual das distribuidoras, julgamos oportuna a expansão dos produtos disponíveis para oferta pelas distribuidoras dos seus excedentes contratuais, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos a frente, e de produtos com vigência mensal. Tais aperfeiçoamentos, no entanto, exigem, além de alterações na REN 824/2018, de aprimoramentos nas Regras e Procedimentos de Comercialização e, principalmente, de ajustes nos sistemas da CCEE que operacionalizam os mecanismos.

140. Quanto à REN 824/2018, seriam necessárias as seguintes alterações para viabilizar tais produtos no MVE:

*“Art. 3º O processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes será realizado:*

*I - Anualmente, após o processamento do MCSD-EN AN+ e do MCSD-EN A-1, de que trata a Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, com vigência de:*

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+1;*
- b) 1º de janeiro a 30 de junho do ano A+1;-e*
- c) 1º de janeiro a 31 de março do ano A+1-;*
- d) 1º de julho a 31 de dezembro do ano A+1; e*
- e) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+2.*

*II - Semestralmente, com vigência de: ~~1º de julho a 31 de dezembro do mesmo ano;~~*

- a) 1º de julho a 31 de dezembro do ano A; e*
- b) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+1;*

*III – Trimestralmente, com vigência ~~para o mesmo ano,~~ de:*

- a) 1º de abril a 30 de junho do ano A;*
- b) 1º de julho a 30 de setembro do ano A; e*
- c) 1º de outubro a 31 de dezembro do ano A.*

*IV – Mensalmente, com vigência para o mês seguinte.*

*Parágrafo Único. A CCEE irá operacionalizar mensalmente, além do produto de que trata o inciso IV, os produtos de que trata o inciso II e o produto de que trata o inciso III com início de vigência em meses subsequente.*

*Art.4º O Mecanismo de Venda de Excedentes deverá observar as seguintes diretrizes:*

*(...)*



P. 33 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*III - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado a 15% da sua respectiva carga no centro de gravidade, apurada nos 12 meses anteriores de dados disponíveis para o processamento de que trata o inciso I do art. 3º e, em cada processamento dos produtos de que tratam a alínea “c” do inciso I e os incisos III e IV do art. 3º, o montante declarado será limitado ainda a um 1/4 do limite total.*

*IV - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para o produto de que trata a alínea “e” do inciso I do art. 3º será limitado, preliminarmente, ao montante total calculado conforme os incisos III e VI para os demais produtos do inciso I do art. 3º, para cada tipo de energia.*

*V - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para o produto de que trata a alínea “b” do inciso II do art. 3º será limitado, preliminarmente, ao montante remanescente do inciso IV, para cada tipo de energia.*

*VI - O montante de energia convencional especial declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado ao seu respectivo lastro especial em operação comercial, abatidas as vendas de excedente de energia convencional especial vigentes para o período do produto em processamento.*

*VII - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço de equilíbrio do Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia.”*

141. Nesta oportunidade aproveitou-se para já acrescentar o produto 2º semestre do ano seguinte, a ser ofertado ao final de cada ano, conforme já previsto para o MVE do final de 2020 no Voto da Diretora Relatora do Processo nº 48500.002860/2019-91, que tratou das Regras de Comercialização para 2020:

*“139. Diante do exposto e considerando o que consta no Processo nº 48500.002860/2019-91, voto por: (...)*

*iii. DETERMINAR à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): (...)*

*iii.b) O envio de novo módulo do Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia (MVE) contemplando preço discriminatório, o novo produto julho a dezembro do ano seguinte e com a exclusão do critério de desempate por quantidade de lotes,*



P. 34 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

*para vigência em 2021, inclusive para o MVE a ser operacionalizado em dezembro de 2020;”*

142. Como se observa, a CCEE já deverá encaminhar, para 2021, novas Regras de Comercialização contemplando alterações na operacionalização do MVE, incluindo a oferta do produto 2º semestre no processamento do final do ano.

143. Como consequência dos aprimoramentos que se pretende realizar na REN 824/2018, objetos desta Nota Técnica, a CCEE deverá encaminhar propostas de alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização que contemplem tais aprimoramentos, para vigência a partir de 2021, inclusive para o MVE a ser operacionalizado em dezembro de 2020.

144. Exclusivamente quanto à proposta de processamento mensal do MVE, em virtude da complexidade operacional envolvida, entendemos adequado deixar estabelecido que este terá vigência a partir do aprimoramento dos sistemas pela CCEE.

### **III.3 – DA NECESSIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO – AIR**

145. A REN 798, de 12 de dezembro de 2017, estabelece no parágrafo único de seu art. 6º:

*“Parágrafo único. Para atos normativos de evidente baixo impacto, atos normativos voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que não permitam diferentes alternativas regulatórias ou em casos de urgência, a AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria.”*

146. Nesse sentido, considerando-se os impactos acarretados pela COVID-19 sobre o consumo de energia elétrica e urgência no tratamento de seus efeitos, sugere-se a dispensa da elaboração de AIR.

147. Contudo, vale destacar que a opção sugerida nesta NT para de diferimento de contratos se trata de um mecanismo opcional e que aloca os seus custos às distribuidoras, logo, sem impactos aos demais agentes de mercado (em especial, os consumidores cativos).

148. Os aprimoramentos propostos nas REN 693/2015 e REN 824/2018 visam aumentar a flexibilidade na gestão de contratual das distribuidoras por meio da criação de novos produtos sem, contudo, alterar os critérios existentes para participação das distribuidoras e de geradores de energia interessados em descontratar CCEAR.

149. Além disso, para que seja possível a operacionalização de fato dos novos mecanismos e produtos propostos nesta NT até o final do ano de 2020, é necessária, além da alteração ora proposta em normativos, ajustes nas Regras e Procedimentos de Comercialização, bem como nos sistemas da CCEE. Portanto, a presente alteração dos normativos consiste em caminho crítico, o que denota urgência na sua



P. 35 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

aprovação, motivo pelo qual fica dispensada a realização de Análise de Impacto Regulatório nos termos do parágrafo único do art. 6º da REN nº 798/2017.

#### **IV - DO FUNDAMENTO LEGAL**

150. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica estão fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020;
- Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015;
- Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016;
- Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018.

#### **V - DA CONCLUSÃO**

151. Concluimos que a pandemia de COVID-19 trouxe novos desafios para a gestão de contratos de energia das distribuidoras, em razão da redução observada na carga do SIN, os quais demandam aprimoramentos nos mecanismos de descontração existentes. Como ação de curto prazo, propõe-se a realização extraordinária do MCSDEN A-1 em junho de 2020, e do MVE Anual em agosto de 2020, com vigência em 2021. Com foco no médio e longo prazo, propomos que o MCSDEN A-1 seja realizado duas vezes ao ano, em junho e em dezembro, com vigência para o ano seguinte, e que sejam criados novos produtos para comercialização de energia no MVE, quais sejam, produto A-2 e produtos mensais.

152. Adicionalmente, entendemos que a proposta de mecanismo de diferimento no pagamento de CCEARs pode ser uma ferramenta útil às distribuidoras na gestão de seus fluxos de caixa, devendo ser submetida a escrutínio público. Destacamos, que as opções de diferimento que não impactarem a tarifa dos consumidores finais, não necessitarão de controle por parte da ANEEL, no sentido de avaliar a taxa negociada.

153. Por fim, avaliamos que é possível oferecer aos geradores cotistas que obtiveram seus contratos de concessão por meio dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017”, a oportunidade de diferirem seus recebíveis das distribuidoras que possuem suas cotas de garantia física, de forma opcional, nos moldes da ferramenta de diferimento dos recebíveis de CCEAR.



P. 36 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

## VI - DA RECOMENDAÇÃO

154. Com base no disposto nesta Nota Técnica, recomendamos o encaminhamento deste processo para o Diretor Relator com o intuito de abrir Consulta Pública tratando dos aprimoramentos propostos no MCSDEN e no MVE, conforme minuta de Resolução Normativa anexa.

155. Também recomendamos discutir em Consulta Pública a proposta de diferimento de CCEARs, bem como da GAG e RBO dos geradores cotistas que obtiveram seus contratos de concessão por meio dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017”.

156. Além disso, recomendamos a emissão de Despacho, conforme minuta anexa, autorizando a CCEE a realizar processamento extraordinário do MCSDEN A-1 e do MVE Anual, ambos para vigência em 2021, em junho e agosto de 2020, respectivamente.

*(Assinado digitalmente)*  
 BENNY DA CRUZ MOURA  
 Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
 CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA  
 Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
 FERNANDO COLLI MUNHOZ  
 Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
 PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL  
 Especialista em Regulação

### De acordo:

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



P. 37 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

**ANEXO I**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE JUNHO DE 2020

Aprova alterações nas Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015, e nº 824, de 10 de julho de 2018.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.002730/2020-92, decide:

**DAS ALTERAÇÕES EM OUTRAS RESOLUÇÕES NORMATIVAS**

Art. 1º Alterar o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 5º.....  
.....

II – duas vezes por ano, uma no mês de junho e outra após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abranjam os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:

a) .....  
.....”

Art. 2º Alterar os arts. 3º e 4º da Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º .....  
.....



P. 38 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

I -.....

.....

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+1;
- b) 1º de janeiro a 30 de junho do ano A+1;
- c) 1º de janeiro a 31 de março do ano A+1; e
- d) 1º de julho a 31 de dezembro do ano A+1;
- e) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+2.

II - Semestralmente, com vigência de:

- a) 1º de julho a 31 de dezembro do ano A; e
- b) 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano A+1;

III – Trimestralmente, com vigência de:

- a) 1º de abril a 30 de junho do ano A;
- b) 1º de julho a 30 de setembro do ano A; e
- c) 1º de outubro a 31 de dezembro do ano A.

IV – Mensalmente, com vigência para o mês seguinte.

Parágrafo Único. A CCEE irá operacionalizar mensalmente, além do produto de que trata o inciso IV, os produtos de que trata o inciso II e o produto de que trata o inciso III com início de vigência em meses subsequente”

“Art.4º .....

.....

III - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado a 15% da sua respectiva carga no centro de gravidade, apurada nos 12 meses anteriores de dados disponíveis para o processamento de que trata o inciso I do art. 3º e, em cada processamento dos produtos de que tratam a alínea “c” do inciso I e os incisos III e IV do art. 3º, o montante declarado será limitado ainda a um 1/4 do limite total.

IV - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para o produto de que trata a alínea “e” do inciso I do art. 3º será limitado, preliminarmente, ao montante total calculado conforme os incisos III e VI para os demais produtos do inciso I do art. 3º, para cada tipo de energia.



P. 39 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

V - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para o produto de que trata a alínea “b” do inciso II do art. 3º será limitado, preliminarmente, ao montante remanescente do inciso IV, para cada tipo de energia.

VI - O montante de energia convencional especial declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado ao seu respectivo lastro especial em operação comercial, abatidas as vendas de excedente de energia convencional especial vigentes para o período do produto em processamento.

VII - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço de equilíbrio do Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia.

§ 1º .....  
.....”

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA



P. 40 da NOTA TÉCNICA Nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020.

## ANEXO II

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº , DE DE JUNHO DE 2020

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.002730/2020-92, decide: (i) autorizar a CCEE a realizar, em junho de 2020, processamento extraordinário do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de que trata o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, para vigência a partir de janeiro de 2021; ii) que, excepcionalmente, durante o processamento extraordinário de que trata o item (i), não poderão ser registradas na CCEE reduções contratuais, nos termos da Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016, com vigência no ano de 2021; (iii) autorizar a CCEE a realizar, em agosto de 2020, processamento extraordinário do Mecanismo de Venda de Excedentes de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 3º da Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, para vigência em 2021, considerando preliminarmente os mesmos limites de venda de energia convencional e convencional especial calculados para o ano de 2020.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

