

Rio de Janeiro, 29 de julho de 2019

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Departamento de Planejamento Energético/Assessoria Econômica
Processo nº. 48360.000084/2019-37

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 75/2019

Referência: [1] Consulta Pública nº 75, de 17/07/2019
[2] Nota Técnica nº 18/2019/ASSEC, de 12/07/2019

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 17/07/2019 por este Ministério, com o objetivo de *discutir a sistemática a ser aplicada ao Leilão de Energia Nova A-6/2019, em especial aprimoramentos referentes à contratação dos "empreendimentos marginais" e regra de rateio da sobrecontratação.*

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da edição da referida Portaria. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva S.A. - Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,6 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (11% da capacidade instalada a gás do País²).

No último de Leilão de Energia Nova A-6/2018, a Eneva, através de sua subsidiária Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, sagrou-se vencedora com a UTE Parnaíba 5A e 5B (363,2 MW), representando 97% da contratação de energia (326,4 MWh) para o PRODUTO DISPONIBILIDADE TERMELÉTRICA.

No âmbito de renováveis, a Eneva construiu o primeiro projeto de geração solar com fins comerciais do Brasil (UFV Tauá), com potência instalada de 1 MWp, implantado no Semiárido do Ceará, no município de Tauá, em 2011³.

A capacidade de geração operacional da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras⁴ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em "boca de poço"). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País.

Além de a lavra terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima⁵, o *reservoir-to-wire* diferencia-se pelo pioneirismo na quebra do paradigma em relação ao uso

¹ Dados estatísticos, ANP. 03/10/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 03/10/2018.

³ Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, setembro/2016. p. 33.

⁴ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁵ PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na tabela 2.4, há estimativa do MME para os preços de oferta do gás natural em projetos típicos no País, em USD/MMBTU. No caso do gás natural em terra, o preço de oferta é de USD 1,13/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do gás natural do Pré-Sal – 1 módulo de produção. Evidencia-se que o gás em terra apresenta os custos mais competitivos dentre todas as demais opções de extração.



do gasoduto de transporte para a geração de energia, dispensando-o, conforme já reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁶.

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, a contribuição da Eneva para a presente Consulta Pública.

Tríade de inovações propostas pelo MME no A-6/2019

Síntese da contribuição: concordância com a exclusão da Etapa de Ratificação de Lances; concordância com a modificação dos critérios de rateio dos excedentes.

De acordo com a Nota Técnica nº 18/2019/ASSEC – NOTA TÉCNICA, de 12/07/2019, para o Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2019, previsto pela Portaria MME nº 222/2019, “propõe-se a manutenção dos fundamentos da sistemática adotada para o LEN A-6/2018”, com três inovações normativas específicas:

1. Revisão da possibilidade de ratificação de lances pelos empreendimentos marginais (que completam a demanda necessária) de cada produto;
2. Composição diferenciada dos produtos, uma vez que a fonte solar fotovoltaica poderá comercializar energia; e
3. Modificação dos critérios de rateio dos excedentes de contratação entre os agentes de distribuição participantes.

A partir dessa tríade, a Eneva apresenta suas considerações para cada item:

a) Manutenção ou Exclusão da Etapa de Ratificação de Lances

Como é de conhecimento deste Ministério, no último Leilão de Energia Nova “A-6” de 2018, o empreendimento marginal que completava a QUANTIDADE DEMANDADA DO PRODUTO TERMELÉTRICA não ratificou seu lance na denominada “ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES”. À época, o proponente vendedor deveria ratificar ou não seu lance para a quantidade de lotes calculada pelo maior valor entre:

- (i) a quantidade de lotes que completava a QUANTIDADE DEMANDADA DO PRODUTO, igual à QUANTIDADE DEMANDADA DO PRODUTO subtraído do somatório dos demais LOTES ATENDIDOS; e
- (ii) 30% da ENERGIA HABILITADA do EMPREENDIMENTO marginal que tenha completado a QUANTIDADE DEMANDADA DO PRODUTO.

O objetivo perseguido pelo Ministério era evitar a sobrecontratação dos agentes de distribuição (COMPRADORAS), após “*significativa sobrecontratação suportada pelas distribuidoras participantes do LEN A-6/2017, consequência da regra de contratação integral do empreendimento marginal*”.

Ocorre que a adoção da nova ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES culminou em risco elevado de subcontratação do Sistema Interligado Nacional – SIN⁷. Essa subcontratação poderia ser *parcial* (caso o empreendimento marginal não fosse o único com LOTES ATENDIDOS e não tivesse ratificado seu lance) ou mesmo *total* (100% de frustração da demanda). De acordo com a NOTA TÉCNICA, “*do ponto de vista exclusivamente de confiabilidade de suprimento*”.

⁶ “*Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)*”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 21.

⁷ Posição compartilhada pela NOTA TÉCNICA: “ (...) *ocorre que, ao mesmo tempo em que mitigou riscos de sobrecontratação, a nova regra admitiu um significativo risco de subcontratação, admitido à época dado o contexto de sobras de energia contratada por parte das distribuidoras*”.



eletroenergético, não há dúvidas que um cenário de sobrecontratação é mais desejável que um cenário de subcontratação". Esse posicionamento encontra apoio da Eneva, conforme será demonstrado a seguir.

Considerando que os parâmetros adotados pelo MME de contratação de cada produto visam a uma composição "ótima" entre fontes energéticas (cesta), em linha básica com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, a frustração de contratação de uma determinada fonte pode significar o não atendimento à própria expansão ótima do SIN, que busca a diversificação e complementação entre fontes.

A QUANTIDADE DEMANDADA frustrada seria referente a um PRODUTO específico, que compunha uma "cesta ótima" junto às demais fontes (parâmetros) elegidos pelo MME naquele certame. Em outros termos, a reposição dessa frustração específica por outras fontes em leilões de prazo temporal mais curto ("A-4") não traria os mesmos atributos desejados inicialmente de complementação eletroenergética, bem como não haveria garantia plena de uma contratação remanescente de "energia não suprida" a um Índice de Custo Benefício – ICB mais competitivo no futuro.

Em caso de frustração de contratação termelétrica por não ratificação de lance, por exemplo, acompanhada de uma contratação bem-sucedida de fontes não-despacháveis (eólicas e solares), a intermitência agregada de renováveis na matriz poderia não contar com complementaridade adequada para a operação, inclusive na manutenção de reserva de potência operativa. Manifestações da EPE, do Operador Nacional do Sistema – ONS e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, neste sentido, foram compiladas pela Eneva em sua contribuição à Consulta Pública MME nº 67/2019. Recuperamos um excerto abaixo de manifestação da EPE⁸:

"No Brasil, a geração termelétrica a gás natural desempenha o papel de complementação da geração hidrelétrica e das fontes eólica e solar, além de oferecer flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional. Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica, ou nos períodos de indisponibilidade de geração a partir dos ventos e do sol, contribuindo para a garantia do suprimento de energia e reduzindo o risco de déficit no sistema.

A inserção crescente na matriz elétrica brasileira de geração renovável intermitente (eólica e solar) requer, segundo a IEA (2012a), no longo prazo, interconexões, gerenciamento da demanda e a contratação de potência complementar de reserva, como hidrelétricas reversíveis ou, no curto e médio prazos, turbinas a gás, que podem ser acionadas de forma rápida em caso de falta de ventos ou de irradiação solar adequada. Assim, a disponibilidade do gás natural pode vir a caracterizar-se como uma condicionante importante no planejamento da expansão da geração de energia".

Sob o aspecto comercial, citamos que dificilmente o Ambiente de Contratação Livre (ACL) apresentaria produtos suficientes para justificar a implantação de novos empreendimentos termelétricos ou mesmo a permanência de usinas existentes descontratadas no deck. Esse entendimento da Eneva também está manifestado na NOTA TÉCNICA: "estes empreendimentos [UTES] apresentam baixíssima competitividade no mercado livre de energia elétrica, dificilmente obtendo receitas adicionais que não aquelas oriundas dos CCEARs".

Como exemplo prático, citamos a Portaria MME nº 190/2019. A fim de elevar a disponibilidade termelétrica no SIN, o instrumento normativo autorizou, em caráter excepcional e temporário, até 30/04/2020, a inclusão de custos fixos ao CVU para UTes a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização, cuja representação da disponibilidade em 09/04/2019 fosse nula no horizonte de planejamento do Programa Mensal de Operação – PMO. Tratou-se, portanto, de um mecanismo de "resgate" de empreendimentos termelétricos no ACL, durante situação hidrológica desfavorável.

⁸ "Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear" – EPE. Rio de Janeiro, 2016. Os fragmentos citados foram extraídos, respectivamente, das págs. 36 e 109.

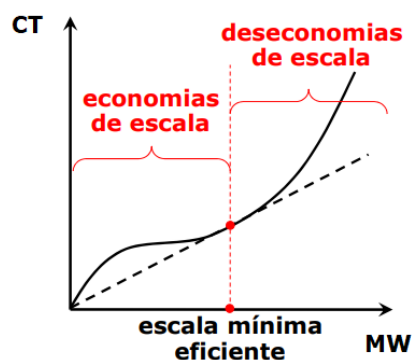
O maior risco associado à manutenção da ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES nos moldes do A-6/2018 é a não contratação de qualquer PRODUTO (QUANTIDADE CONTRATADA zerada), via frustração total de demanda no certame. Isto pode ocorrer, a princípio, sob duas circunstâncias:

- (i) um único empreendimento apresenta LOTES ATENDIDOS, sendo ele, simultaneamente, marginal, e não ratifica seu lance quando da última etapa; ou
- (ii) comportamento oportunista de determinado agente que, ao ver seus LOTES não atendidos em decorrência de sua elevada potência em relação à QUANTIDADE DEMANDADA, apresenta um ICB irrealista, deslocando propositalmente outros proponentes que seriam atendidos, passando ele a configurar como marginal. Quando da última etapa, não ratificaria, haja vista a inexequibilidade de implantação a tal preço.

Merece destaque também a financiabilidade de projetos com ganhos de escala. Sob uma ótica microeconômica aplicada ao Setor Elétrico Brasileiro – SEB, as *economias de escala* ocorrem quando um aumento de capacidade instalada (MW) ou de consumo de combustível (m^3) implica aumento dos custos (investimentos totais e contratação de combustível) em proporção *inferior* ($R\$/MW_{instalado}$, no caso da Receita Fixa Anual, ou $R\$/MWh_{contratado}$, no caso do Custo Variável Unitário – CVU). Caso a referida proporção seja *superior*, tem-se o cenário de *deseconomias de escala*.

A inflexão entre *economias* e *deseconomias* de escala observa a *escala mínima eficiente* do gerador: a potência ou lote (MW; MWm) que minimiza o custo médio de implantação/operação em longo prazo (CT) – aproveitando as economias de escala e, simultaneamente, evitando as deseconomias de escala. O Gráfico 1 apresenta essa construção teórica, aplicável ao caso em estudo.

Gráfico 1 – Economias e Deseconomias de Escala em Projetos de Geração⁹



Quando da elaboração de um projeto para leilão, o gerador cadastra na EPE uma capacidade instalada compatível com *rendimentos crescentes*, em seu princípio econômico, a fim de operar no *range* de ganhos de escala. Considerando a natureza típica dos *custos marginais*, **não se vislumbra um custo médio de implantação/operação linear a partir da adição ou subtração de potência**. A existência de ganhos de escala deriva justamente da comparação das curvas de *custos marginais versus custos médios* de um empreendimento de geração. Se o custo marginal (+1MW) for *inferior* ao custo médio, o custo médio é decrescente e há *economias de escala*. Por outro lado, se o custo marginal for *superior* ao custo médio, o custo médio é crescente, determinando *deseconomias de escala* e rendimentos decrescentes ao agente.

⁹ Adaptação para o caso de documentação da Faculdade de Economia da Universidade do Porto (2017-2018). Professor João Correia da Silva.



No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, no caso dos empreendimentos termelétricos, cujos CCEARs concorrem na modalidade por disponibilidade, em caso de ratificação do proponente vendedor, a Receita Fixa seria *proporcionalmente* reduzida. Ocorre que tal política viola o princípio microeconômico de ganhos de escala, que não pressupõe curvas de custos marginais e médios retilíneos.

Na NOTA TÉCNICA, há o esclarecimento de que, *“dado que os custos não são lineares em relação ao porte das usinas, a redução da receita fixa não necessariamente garantiria uma remuneração que viabilizasse um projeto de menor porte do que o inicialmente previsto, em decorrência da redução dos ganhos de escala”*. Esse excerto corrobora com a escala mínima eficiente de economias de escala, bem como com rendimentos crescentes para a operação ótima da planta – a racionalização de custos marginais e médios dos agentes é peça-chave de ordenação em um ambiente competitivo (como no caso de um Leilão de Energia Nova). A ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES pode inclusive alterar uma *economia de escala* pré-etape para uma *deseconomia de escala* pós-etape, inviabilizando sua implantação.

Outro ponto a ser considerado é que o PDE 2027 prevê a necessidade de oferta para complementação de potência no SIN a partir de 2022, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027, *“considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade”*. Sobre o assunto, ainda que certos empreendimentos contratados em leilões de energia possam não atender integralmente aos requisitos de flexibilidade operativa almejados para a prestação desse serviço exclusivo, eventual sobrecontratação termelétrica mitigaria a insuficiência de potência que se avizinha. Sob ótica análoga, a NOTA TÉCNICA esclarece que *“o custo de sobrecontratação compreende, em última instância, o custo da antecipação de um investimento **necessário**”*.

Pelo exposto, a Eneva se posiciona em **concordância** com a minuta proposta pelo MME no tocante à exclusão da ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES do Leilão de Energia Nova A-6/2019 e o retorno aos moldes de contratação que vigoraram de maneira sustentável no período de 2004 a 2017 (26 Leilões de energia nova realizados), com a contratação integral do empreendimento marginal.

b) Inclusão do produto referente à fonte solar fotovoltaica

Considerando que a Portaria MME nº 222/2019 já incluiu a fonte solar fotovoltaica na modalidade contratual por quantidade, bem como o cadastramento de 29,78 GW de projetos da referida fonte na EPE para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, entendemos que a inovação normativa é anterior à sistemática ora em discussão (diretrizes).

No entanto, aproveitamos o ensejo para reiterar o posicionamento de inclusão de fontes energéticas diversas nos leilões regulados, sem barreiras à entrada se o prazo de implantação é factível (como demonstrado pelo histórico). Dessa forma, ainda que não seja o escopo adstrito a esta Consulta Pública, solicitamos que este Ministério considere incluir o gás natural nos próximos Leilões de Energia Nova do tipo “A-4” previstos pela Portaria MME nº 151/2019.

Destacamos que o subsídio técnico para a inclusão do gás natural nos próximos certames “A-4” está amparado na contribuição específica da Eneva na Consulta Pública MME nº 67/2019, que se encontra disponível no sítio oficial do MME.

c) Mecanismo de rateio de excedentes

Com relação ao risco de sobrecontratação para os agentes de distribuição, como mencionado na NOTA TÉCNICA, o CMSE, em sua 195ª reunião (07/02/2018), já reconheceu que eventual contingência de significativa sobrecontratação seria administrável por parte dos agentes de distribuição, tendo em vista os mecanismos regulatórios existentes à época. Cita ainda que a aplicação do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, mediante Resolução Normativa nº 824/2018 (10/07/2018), reforçaria o posicionamento do CMSE.

Especificamente quanto ao mecanismo de mitigação de sobrecontratação mais recente (MVE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCCE desenvolveu um boletim de informações mensais sobre o MVE (InfoMVE), cuja primeira divulgação ocorreu em março deste ano. Até o momento, foram negociados 1.651 MWm no MVE:

- O MVE de janeiro de 2019 contabilizou 1.133,7 MWm em venda de energia, sendo 270,3 MWm com vigência de 3 meses; 246,8 MWm com vigência de 5 meses; e 616,6 MWm com vigência de 11 meses; e
- O MVE de abril de 2019 contabilizou 517,3 MWm em venda de energia com vigência de 3 meses.

A proteção dos agentes de distribuição ante a possibilidade de sobrecontratação involuntária acarretada pela "mudança da ratificação de lances" foi reforçada recentemente pela própria entidade setorial dos agentes de distribuição, em matéria veiculada em mídia especializada¹⁰. Na realidade, destacamos que a "mudança" se refere à volta de um mecanismo que foi atuante por 26 leilões regulados pretéritos – tratando-se mais de um retorno que propriamente uma inovação.

A seguir, rememoramos os diversos instrumentos regulatórios disponíveis para a mitigação dos efeitos de sobrecontratação¹¹:

Mecanismos para gerenciamento do mercado das distribuidoras

- **Resolução Normativa 453 (18.11.2011)** - Estabelece os critérios para cálculo do montante de exposição ou sobrecontratação involuntária, em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18 do Decreto 5.163 de 30.07.2004.
- **Resolução Normativa 693 (15.12.2015)** - Estabelece os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração;
- **Resolução Normativa 706 (29.03.2016)** - Altera as Resoluções Normativas nº 421, de 30 de novembro de 2010, que estabelece os critérios para cálculo do Montante de Reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, e nº 453, de 18 de outubro de 2011, que estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- **Resolução Normativa 711 (19.04.2016)** - Estabelece critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR. Aprova a nova versão do Submódulo 4.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata dos Demais Componentes Financeiros. Revoga a Resolução Normativa nº 508, de 4 de setembro de 2012;
- **Resolução Normativa 726 (21.06.2016)** - Altera as Regras de Comercialização aplicáveis ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD e dá outras providências;
- **Resolução Normativa 727 (21.06.2016)** - Altera as Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015, nº 453, 18 de outubro de 2011, e nº 421, de 30 de novembro de 2010;
- **Resolução Normativa 824 (10.07.2018)** - Altera as Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015 e nº 711, de 21 de dezembro de 2016.

Observa-se, neste ponto, o esforço contínuo da ANEEL (mesmo posterior à 195ª reunião do CMSE) em buscar o alívio de cenários de sobrecontratação involuntária, oportunizando, simultaneamente, a dinamização do ACL sob um cenário de comercialização de eventuais sobras por um tempo determinado.

¹⁰ MME considera atendimento futuro no A-6, mesmo com sobrecontratação. CanalEnergia. 19/07/2019.

¹¹ Agência Nacional de Energia Elétrica (2016). "ANEEL investe em normativos para equilibrar mercado de energia elétrica". 10/10/2016

Com relação à proposta de rateio de eventual sobrecontratação entre os agentes de distribuição participantes a partir do *mercado consumidor* de cada compradora, entendemos que a proposta seria mais equânime no tratamento. Isto porque as diferenças de mercados consumidores (carga total) por compradora, a depender das declarações *ad hoc* de necessidade em um leilão, podem ser significativas.

Citamos um exemplo recente sobre efeitos conjunturais que ilustra essa visão.

No Leilão de Energia Nova A-6/2018, a CERON representou **21,4%** do montante de energia negociado, embora tenha representado **0,96%** da carga distribuída para o ano de 2018 (Anexo I). Compreendemos que o DETALHAMENTO DA SISTEMÁTICA, que disporá sobre o CONSUMO VERIFICADO, ainda não foi decidido pela ANEEL. No entanto, a Eneva utiliza os valores de carga no exercício de 2018 apenas para uma *proxy* de efeitos.

Em 18/12/2017, a revisão da garantia física da UTE Termonorte II pela Portaria MME nº 386/2017, de 289 MWm para 34,8 MWm, implicou uma alteração significativa no balanço de contratação da distribuidora, de +19,42% para -20,15% de sua carga¹². Isto, pois o Despacho nº 4.199/2009 estabeleceu que a parte compradora (CERON) seria responsável pelos efeitos da usina perante a CCEE.

A ANEEL, por meio do Despacho nº 1.287/2018, de 12/06/2018, determinou à CCEE a realização de ajuste do montante contratado entre a CERON e a Termonorte II, desde a publicação da Portaria MME nº 386/2017, para refletir a garantia física renovada da UTE Termonorte II, já que os montantes registrados para 2018 não estavam ajustados.

À época, considerando o contexto específico de Distribuidoras Designadas (art. 9º, Lei nº 12.783/2013; Portaria MME nº 388/2016) e a sobrecontratação simultânea de outras distribuidoras do grupo Eletrobras, através do Despacho nº 1.409/2018, de 26/06/2018, a ANEEL aprovou um Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCS_D_EN) específico entre Distribuidoras Designadas para cessões com vigência de janeiro a dezembro de 2018. A decisão provocou o alívio nos cenários de sobrecontratação e subcontratações do grupo.

Cerca de dois meses depois (31/08/2018), foi realizado o Leilão de Energia Nova A-6/2018, em que a CERON foi a maior compradora, considerando tais efeitos conjunturais.

Da Tabela 1, observamos que, apesar de a diferença da média simples entre (i) o percentual negociado no A-6/2018 e (ii) o percentual da carga em 2018 dos agentes ter sido de apenas **2,60%**, a análise individual (MIN -3,33%; MAX +20,46%) leva à conclusão de que uma eventual sobrecontratação com rateio por *declaração de necessidade*, ante por *mercado consumidor*, como operacionalizado no passado, poderia levar a desequilíbrios pontuais para agentes específicos.

¹² Voto do relator da ANEEL que subsidiou a deliberação do Despacho nº 1.409/2018.

Tabela 1 – Comparação do % negociado no A-6/2018 e do % da carga 2018, por agente de distribuição

| Agente | % Negociado A-6/2018 | % Carga 2018 | Δ |
|----------------------|----------------------|--------------|--------|
| CELESC DIST | 7,64% | 4,80% | 2,84% |
| CELG | 5,46% | 3,38% | 2,08% |
| CELPE | 10,14% | 3,65% | 6,49% |
| CEMIG DISTRIB | 16,48% | 8,27% | 8,21% |
| CERON | 21,42% | 0,96% | 20,46% |
| COELBA | 5,01% | 5,29% | -0,28% |
| COELCE | 3,15% | 3,11% | 0,04% |
| COPEL DISTRIB | 4,66% | 5,94% | -1,28% |
| COSERN | 2,33% | 1,40% | 0,93% |
| CPFL PAULISTA | 2,95% | 6,28% | -3,33% |
| ELFSM | 0,35% | 0,14% | 0,21% |
| ENERGISA BO | 0,50% | 0,16% | 0,34% |
| ENERGISA MG | 0,79% | 0,37% | 0,42% |
| ENERGISA MS | 3,37% | 1,34% | 2,03% |
| ENERGISA MT | 3,45% | 1,92% | 1,53% |
| ENERGISA PB | 5,53% | 1,16% | 4,37% |
| ENERGISA SE | 2,97% | 0,84% | 2,13% |
| ENERGISA SUL-SUDESTE | 3,22% | 0,97% | 2,25% |
| ENERGISA TO | 0,56% | 0,63% | -0,07% |
| Média | | | 2,60% |

Fonte: CCEE (2018); ANEEL (2019)

Dessa forma, *sob uma ótica sistêmica*, a Eneva concorda com a proposição deste Ministério acerca da alteração do rateio dos eventuais excedentes de contratação entre as distribuidoras participantes da licitação, a fim de tornar o rateio mais equânime entre as COMPRADORAS.

ANEXO I – Carga total (2018) por agente de distribuição

| Sigla do Agente | Carga Total 2018 (MWh) | Cota jan-dez 2018 |
|------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| AMAZONAS ENERG | 7.697.389,56 | 1,99% |
| AMPLA | 12.184.630,28 | 3,15% |
| BANDEIRANTE | 9.617.666,06 | 2,49% |
| CEA | 1.838.170,82 | 0,48% |
| CEAL | 4.454.393,30 | 1,15% |
| CEB DISTRIBUIC | 6.661.562,43 | 1,72% |
| CEEE DISTRIB | 8.732.232,01 | 2,26% |
| CELESC DIST | 18.572.241,73 | 4,80% |
| CELG | 13.065.201,13 | 3,38% |
| CELPA | 10.644.626,36 | 2,75% |
| CELPE | 14.109.644,24 | 3,65% |
| CEMAR | 7.310.236,59 | 1,89% |
| CEMIG DISTRIB | 31.987.140,32 | 8,27% |
| CEPISA | 4.797.905,40 | 1,24% |
| CERON | 3.730.440,93 | 0,96% |
| CHESP DIST | 138.674,70 | 0,04% |
| COELBA | 20.471.020,45 | 5,29% |
| COELCE | 12.040.092,44 | 3,11% |
| COPEL DISTRIB | 22.995.054,40 | 5,94% |
| COSERN | 5.420.278,88 | 1,40% |
| CPFL JAGUARI | 2.611.569,51 | 0,68% |
| CPFL PAULISTA | 24.306.942,20 | 6,28% |
| CPFL PIRATINGA | 9.290.794,51 | 2,40% |
| DMED | 320.358,61 | 0,08% |
| ELEKTRO | 12.978.322,37 | 3,35% |
| ELETROACRE | 1.059.224,92 | 0,27% |
| ELETROPAULO | 37.731.248,10 | 9,75% |
| ELFSM | 537.914,22 | 0,14% |
| ENERGISA BO | 616.690,64 | 0,16% |
| ENERGISA MG | 1.420.167,56 | 0,37% |
| ENERGISA MS | 5.197.682,85 | 1,34% |
| ENERGISA MT | 7.435.118,04 | 1,92% |
| ENERGISA PB | 4.501.326,90 | 1,16% |
| ENERGISA SE | 3.267.787,68 | 0,84% |
| ENERGISA SUL-SUDESTE | 3.741.988,54 | 0,97% |
| ENERGISA TO | 2.432.734,77 | 0,63% |
| ESCELSA | 7.329.102,35 | 1,89% |
| FORCEL | 40.958,33 | 0,01% |
| IENERGIA | 212.952,90 | 0,06% |
| LIGHT | 27.779.244,06 | 7,18% |
| MUX ENERGIA | 60.617,83 | 0,02% |
| NOVA PALMA | 76.523,40 | 0,02% |
| RGE | 9.352.849,04 | 2,42% |
| RGE SUL | 8.068.607,92 | 2,09% |
| Total | 386.839.329,28 | 100,00% |

Fonte: ANEEL (2019)