

# EDP – Energias do Brasil

Contribuição à Consulta Pública nº  
063/2018  
do Ministério de Minas e Energia

Proposta de Portaria que amplia as  
possibilidades de livre contratação  
de energia elétrica por parte dos  
consumidores

Contribuição à Consulta Pública nº  
063/2018  
do Ministério de Minas e Energia

Proposta de Portaria que amplia as  
possibilidades de livre contratação  
de energia elétrica por parte dos  
consumidores

# Sumário

---

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Sumário.....                                                                        | 3  |
| 1. Introdução.....                                                                  | 4  |
| 2. Contexto regulatório .....                                                       | 5  |
| 3. Contribuição.....                                                                | 7  |
| 3.1 <i>Cronograma da Abertura do Mercado Livre</i> .....                            | 7  |
| 3.2 <i>Preparação do Ambiente Regulatório para a Liberalização do Mercado</i> ..... | 8  |
| 4. Conclusão .....                                                                  | 21 |

# 1.Introdução

---

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União o aviso de Consulta Pública nº 63/2018 (CP016/2018) no dia 11 de dezembro de 2018, com a proposta de regulamentar o § 3º do artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

O inciso em questão trata-se de um mecanismo legal para a diminuição dos limites de carga e tensão de acesso ao Ambiente de Livre Contratação, limite que hoje é de carga igual ou superior a 3.000 kW.

Visto isso, a mudança recomendada pelo Ministério de Minas e Energia consolida-se como:

- a) a partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado;
- b) a partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

A medida faz parte de uma tendência de liberalização do setor elétrico brasileiro, que deve acontecer mediante observância e implementação de medidas estruturais prévias para mitigar os riscos aos agentes envolvidos.

## 2. Contexto regulatório

---

Na Nota Técnica nº 18/2018/CGPT/DGSE/SEE, disponibilizada junto à Consulta Pública, a Secretaria de Energia Elétrica (SEE) demonstra cautela com o tema ao solicitar à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) uma avaliação dos possíveis impactos da diminuição da carga mínima de acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) aos agentes do setor elétrico.

Um ponto importante levantado pelo órgão regulador em sua análise é que hoje consumidores com cargas entre 2 MW e 3 MW já podem adquirir energia do ACL, de forma que a principal mudança da medida será o tipo de energia que esses consumidores poderão comprar, hoje restrita à energia obtida de fonte incentivada. Com a eventual regulamentação será permitido adquirir também energia gerada por fonte convencional.

Outro ponto relevante levantado pela ANEEL é o impacto tarifário dessa redução de carga mínima. Considerando um cenário com PLD médio de R\$ 200/MWh e GSF igual a 85%, a agência estima que a migração de cada 100 MW médios ao ACL represente o custo anual de R\$ 22 milhões a ser alocado aos demais consumidores cativos, com impacto tarifário médio aproximado de 0,014%.

Por fim, a ANEEL conclui que a discussão sobre a ampliação do mercado livre de energia elétrica no Brasil deve ser realizada de forma cuidadosa, minimizando assim os impactos aos agentes envolvidos.

Isso posto, observa-se que a já citada liberalização é um tema recorrente e necessário para o mercado de energia brasileiro. Conforme argumentado em sua contribuição à Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério, o Grupo EDP acredita que essa liberalização trará mais competitividade e dinamismo ao setor, desde que implementado de forma gradual e concomitante às mudanças estruturais necessárias.

Essas mudanças estruturais envolvem, na visão da EDP, a retomada de temas específicos ao setor, como a conscientização dos consumidores sobre o funcionamento do mercado livre e suas obrigações ao migrar para o ACL, a centralização dos contratos de

energia das distribuidoras, que pode reduzir de forma expressiva o custo transacional com contratos, faturas e boletos utilizados atualmente e assim gerar mais eficiência no novo modelo de mercado, bem como, a necessária separação das atividades de energia e fio nas distribuidoras, com a segregação das atividades voltadas para a gestão da compra de energia das atividades relacionadas à construção, operação e manutenção da rede de distribuição (serviço fio).

## 3. Contribuição

---

### 3.1 Cronograma da Abertura do Mercado Livre

A inevitável liberalização do setor elétrico brasileiro se justifica por diversos motivos, como a necessidade de aumentar o poder de escolha e participação do consumidor final em relação à aquisição da energia elétrica, o aperfeiçoamento na formação de preços ao definir a oferta como determinante prioritário do mesmo, a expansão da oferta, a redução dos elevados custos transacionais dos agentes, bem como, o destravamento das operações de mercado por conta dos inúmeros processos judiciais envolvendo o setor.

Importante destacar que a discussão quanto a amplitude e velocidade de abertura de acesso ao mercado livre encontra resistência principalmente ligada a questões não superadas no regulamento atual e uma maior clareza no desenho de mercado se espera.

Quando se fala dos atuais desafios, destaca-se como um exemplo a questão da sobrecontratação. Há diversos casos de distribuidoras que ainda aguardam definição sobre sua energia sobrecontratada desde 2016, sem sinalização da forma de tratamento por parte do regulador. Por consequência – e por uma compreensível aversão a riscos relacionadas à compra de energia das distribuidoras – os agentes tenderão a posicionar-se de forma conservadora frente às mudanças que se aproximam, não por receio do novo, mas por entender que são necessários endereçamentos a temas ainda não resolvidos para alicerçar as mudanças.

Feita essa consideração, a EDP concorda que a proposta da SEE quanto ao cronograma da abertura do mercado livre para os anos de 2019 e 2020 é um início. Porém, se o devido tratamento aos desafios prioritários que serão apresentados ao longo dos capítulos do presente documento for adequadamente realizado, a EDP defende que a abertura continue de forma até mais acelerada que a proposta do MME, seguindo até a total liberação do mercado, inclusive para consumidores de baixa tensão, com o seguinte cronograma:

- Carga mínima de 75 kW a partir de 2022;
- Demais consumidores a partir de 2024.

O processo de abertura certamente poderá ser ainda mais célere se os desafios forem sanados ainda em 2019.

---

A EDP entende que a velocidade da abertura do mercado livre deva estar atrelada à existência de condições precedentes, para assim dar continuidade à abertura até a liberalização completa em 2024.

---

### 3.2 Preparação do Ambiente Regulatório para a Liberalização do Mercado

Embora a liberalização do mercado traga inúmeros benefícios para a sociedade, é de extrema relevância que sejam observadas condições precedentes ou, ao menos, concomitantes à mudança, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro e a equalização dos benefícios a todos os agentes envolvidos. Tais medidas estruturais podem ser classificadas entre curto, médio e longo prazo.

Ressalta-se, no entanto, que a ordem cronológica de implementação de tais medidas pode ser resumida da seguinte maneira:

- 1) Medidas de curto prazo, para viabilizar uma abertura gradual do mercado, tais como: (i) conscientização dos consumidores sobre funcionamento para mercado livre; (ii) equalização do tratamento de consumidores no ACL e ACR; (iii) swap de contratos regulados; (iv) mecanismos de hedge do risco hidrológico; (v) destravamento da obrigação de contratação de energia; (vi) centralização dos contratos de energia das distribuidoras; e (vii) regramentos para o comercializador varejista;
- 2) Medidas de médio e longo prazo, necessárias para a total abertura do mercado e mudança de papéis entre os agentes de Distribuição e Comercialização, como: (viii) separação entre fio e energia; (ix) criação do Comercializador de Energia Regulada; e (x) faturamento único.



## MEDIDAS DE CURTO PRAZO

### 3.2.1 Conscientização dos consumidores

É essencial que o mercado consumidor compreenda o funcionamento do setor elétrico, assim como as responsabilidades que devem ser assumidas com a migração para o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Deve ser clarificado que a liberdade de escolha oferecida ao cliente resume-se, tão somente, aos comercializadores, de maneira que ficam mantidas as áreas de concessão das distribuidoras. Ou seja, somente será possível a conexão da unidade consumidora através do sistema elétrico (serviço fio) da distribuidora responsável pela concessão no município respectivo.

Além disso, o cliente deverá compreender com clareza que, ao pagar sua conta de energia elétrica, estará remunerando: (i) a distribuidora local, pela prestação de serviços relacionados à construção, manutenção e operação das redes de distribuição (serviço fio), além de atividades relacionadas à medição; e (ii) a comercializadora, pela gestão da compra de energia, faturamento, interação com a CCEE, dentre outras atividades.

Nos Estados Unidos, por exemplo, durante o período de abertura, foram realizadas diversas campanhas de conscientização dos consumidores com relação ao funcionamento do ambiente livre, obrigações e riscos. Era de responsabilidade dos estados fornecer informações mais generalistas, através de websites, possibilitando aos consumidores a comparação entre fornecedores e pacotes de serviços, enquanto as distribuidoras, mediante solicitação dos estados, eram responsáveis pela realização das campanhas de marketing.

---

A EDP pleiteia que sejam estipuladas medidas para conscientização dos clientes que poderão migrar ao ACL sobre o funcionamento do mercado livre, bem como, quais serão seus deveres e responsabilidades ao ingressar nesse modelo.

---

### 3.2.2 Equalização do tratamento de consumidores no ACL e ACR

Na presença de um benefício sistêmico associado a um risco, esse risco deve ser alocado a todos os consumidores. No caso da sobrecontratação de energia pelas Distribuidoras, o risco refere-se a contratos que garantem a expansão do sistema e dão confiabilidade à operação. No caso da subcontratação e atendimento ao sistema, o risco mais evidente (que se transformou em custo) foi o da Conta ACR, criada para pagar as termelétricas em 2014, as quais garantiram a segurança energética. Contudo, o custo está sendo atribuído tão somente aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

Esse fato, inclusive, tem incentivado a migração de unidades consumidoras no Ambiente de Contratação Livre - ACL, de modo que restam os custos para os clientes remanescentes do ACR. A alocação assimétrica de riscos sistêmicos entre o mercado livre e o regulado não pode prosperar, uma vez que promove incentivos perversos à migração, caracterizados como subsídios cruzados.

Adicionalmente, existe elevado risco na atividade de compra de energia por parte da distribuidora. Com a indefinição da agência reguladora quanto à involuntariedade da sobrecontratação, esse risco se eleva sobremaneira.

A EDP defende que os riscos sistêmicos e os encargos setoriais, como a Conta ACR, o custo de sobrecontratação e o custeio da expansão da oferta, sejam alocados de forma isonômica a todos os consumidores, independente da opção de compra de energia no mercado livre ou regulado.

### 3.2.3 Mecanismo de hedge do risco hidrológico

O risco hidrológico tem gerado elevados custos a geradores e consumidores, como pode ser visto na Figura 1.

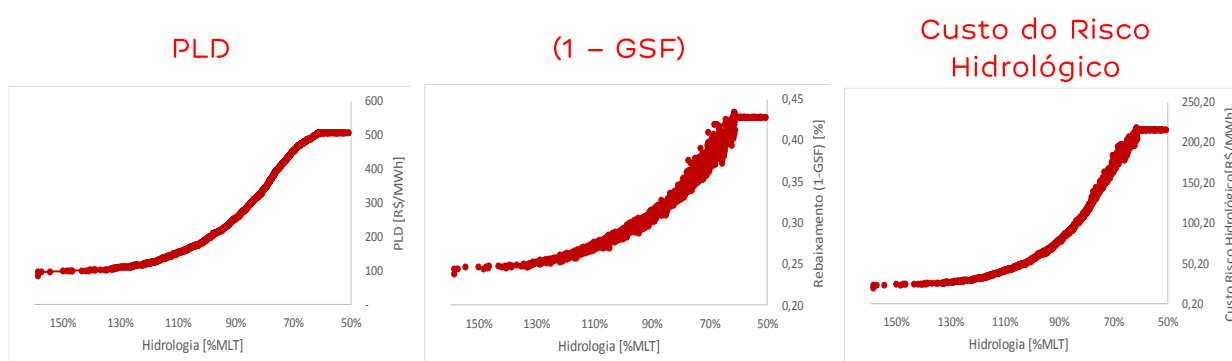


Figura 1 – Custo do Risco Hidrológico

A ausência de gestão do risco hidrológico assumido no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) gera déficits de cobertura tarifária aos Distribuidores e impactos elevados aos consumidores cativos.

O risco hidrológico assumido pelas Distribuidoras e repassado aos consumidores cativos tem como contrapartida o pagamento do prêmio de risco pelos geradores. Parte relevante deste prêmio está amortizada pelo passivo regulatório do GSF de 2015. Tal risco hidrológico do ACR é composto por:

- Ressarcimento da repactuação de 25,8 GWm ao produto equivalente a SP98%;
- Exposição ao GSF de 6,9 GWm de GF de Itaipu com 10% de energia descontratada; e
- Exposição ao GSF de 11,1 GWm de GF de Cotas com 10% de energia descontratada.

No portfólio das Distribuidoras, têm-se efeitos que atenuam parte do risco hidrológico assumido dos geradores hidrelétricos, quais sejam, o efeito disponibilidade dos contratos com usinas termelétricas, biomassa e eólica e o superávit da Conta de Energia de Reserva - CONER (formada pelos aportes de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos que repactuaram no ACR).

Tais efeitos devem ser considerados em conjunto com o risco hidrológico no desenho de um hedge necessário para fazer face à exposição ao GSF.

A proposta da EDP consiste no gerenciamento da exposição alocada ao ACR, por meio de estratégias de hedges e mecanismos de saída da posição, pela transferência deste risco a terceiros, mediante pagamento de prêmio de risco inferior aos valores praticados na repactuação. A Figura 2 ilustra a proposta da EDP.

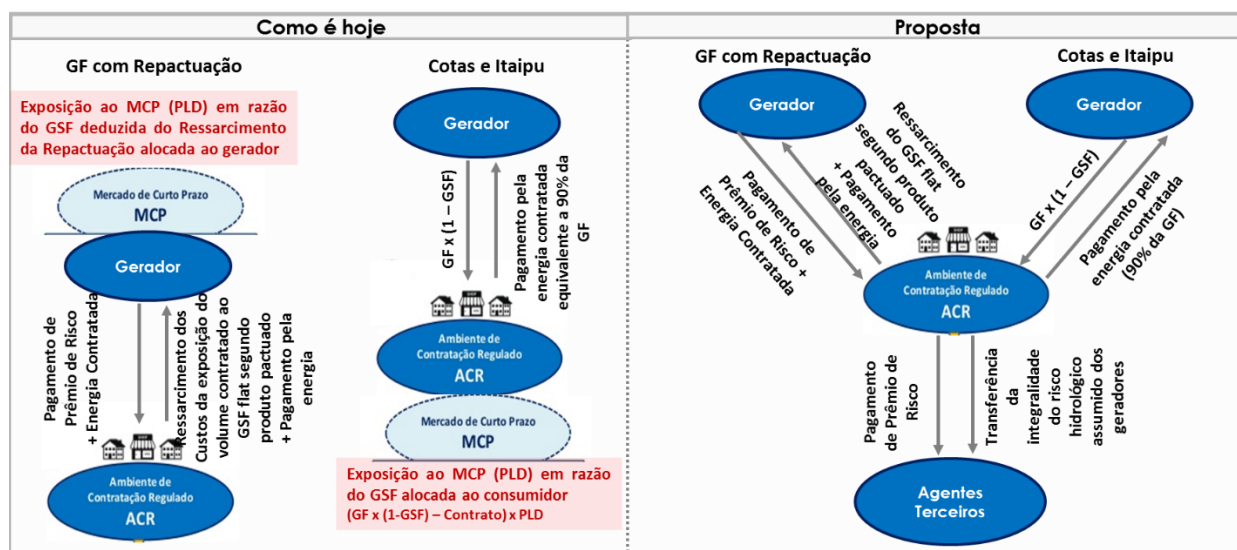


Figura 2 – Proposta da EDP

Atualmente, os geradores estão expostos ao Mercado de Curto Prazo – MCP, ou seja, ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD em razão do GSF (*Generation Scaling Factor*) deduzido do ressarcimento da repactuação alocada ao gerador. O gerador paga um prêmio de risco pela repactuação e assegura a entrega da energia aos consumidores no ACR. Por sua vez, esses consumidores, além de pagar pela energia, ressarcem os geradores pelo custo de exposição, de acordo com o produto contratado na repactuação (P, SP ou SRP).

No caso das usinas cotistas e de Itaipu, o GSF está alocado no consumidor, tendo o ACR que liquidar as diferenças no MCP.

O mecanismo de gerenciamento do risco hidrológico alocado ao ACR por meio da transferência deste risco a terceiros e pagamento de prêmio de risco surge como alternativa para a Distribuidora. Isso porque a Distribuidora não tem ferramentas para gerir adequadamente o risco, podendo transferi-los para agentes com mais condições de gerenciamento.

Esse mecanismo deve ser implementado no curto prazo, especialmente enquanto não se efetiva a migração para o modelo da distribuidora fio.

Dois produtos podem ser visualizados aos agentes centralizadores do risco:

- Gerenciamento do Risco Hidrológico do ACR para 2019 – 2021
- Gerenciamento do Risco Hidrológico do ACR para 2019 - 2023

Para o período entre 2019 e 2021, para um CVaR de 5%, a transferência do gerenciamento do risco mitigaria R\$ 15/MWh de risco ao ACR, dando oportunidade de ganho de até R\$ 6/MWh ao centralizador. Seria necessário adquirir 7,5 GWm para a mitigação desse risco, como mostra a Figura 3.

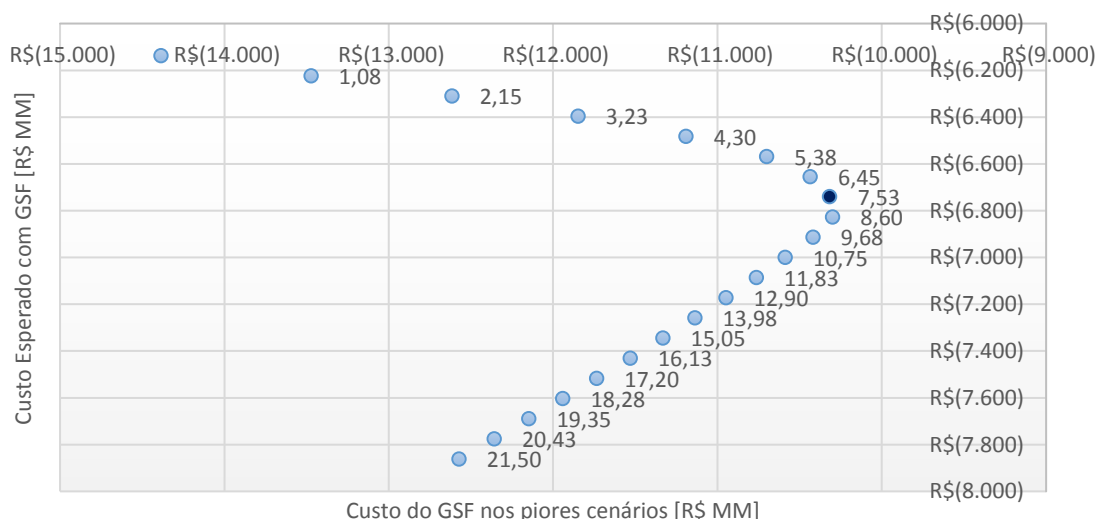


Figura 3 - Volume de Compra para Mitigar Exposição de 2019-2021 - GWm

Já para o período entre 2019 e 2023, para um CVaR de 5%. A transferência mitigaria R\$ 7,5/MWh de risco, gerando oportunidade de

ganho ao centralizador de até R\$ 3,7/MWh. Nesse caso, seria necessário adquirir 5,4 GWm para a mitigação desse risco, como mostra a Figura 4.

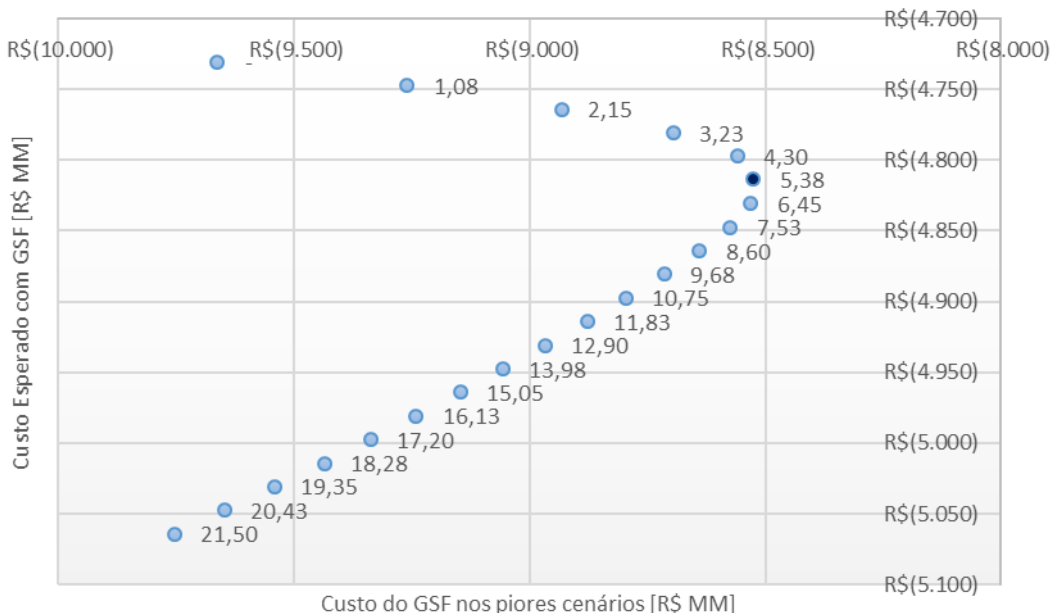
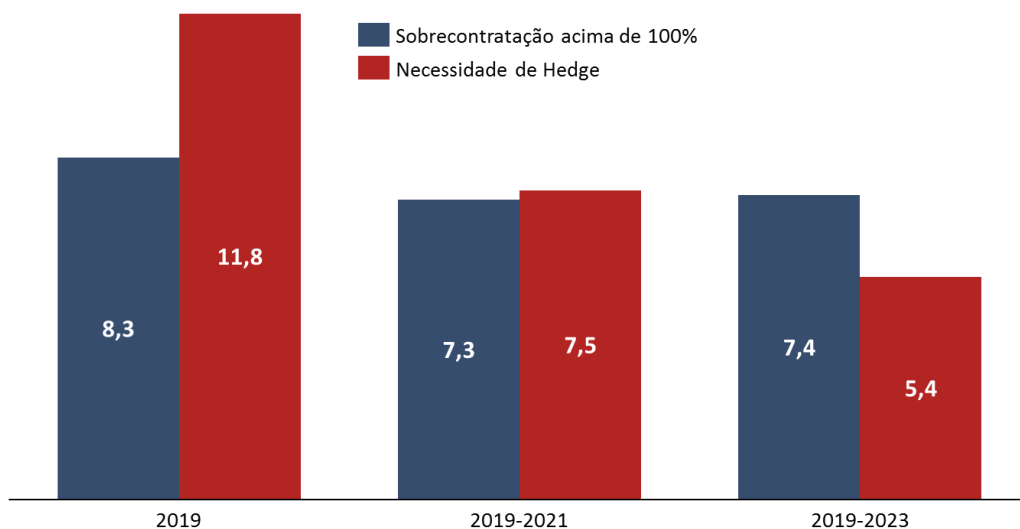


Figura 4 - Volume de Compra para Mitigar Exposição de 2019-2023 - GWm

Diante de volumes significativos que mitigariam de forma ótima a exposição ao GSF de 43,9 GWm de GF, comparou-se o volume requerido com a sobrecontratação esperada para o horizonte avaliado. Exceto pela avaliação isolada do ano de 2019, os volumes de sobras contratuais do ACR mostram-se suficientes para o hedge necessário nos períodos de 3 a 5 anos à frente, como mostra a Figura 5.



*Figura 5 – Sobras contratuais e necessidade de hedge*

Adicionalmente, sugere-se, como estratégia de hedge para gerenciamento dos custos de GSF do ACR:

- Compra de contratos por quantidade;
- Compra da disponibilidade de usina térmica de baixo CVU, mediante o pagamento da Receita Fixa:
  - Se  $CMO \geq CVU$ , Margem =  $Disp \times (PLD - CVU) - GF \times RF$ ;
  - Se  $CMO < CVU$ , Margem =  $- GF \times RF$ ;

Sendo:

CMO: Custo Marginal da Operação

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

GF: Garantia Física

RF: Receita Fixa

- Compra da disponibilidade de usinas eólicas e biomassa, que apresentam perfil de geração complementares ao da hidrelétrica.

---

A EDP solicita que seja aplicado um mecanismo de hedge do risco hidrológico no ACR, mediante a venda do risco a terceiros.

---

### 3.2.4 Destravamento da obrigação de contratação de energia

A redução da obrigação contratual associada à livre negociação entre os agentes leva à formação de preços com maior credibilidade, uma vez que esses resultarão da efetiva relação entre oferta, demanda e estratégias de gestão de risco dos agentes.

Dois mecanismos são essenciais para suportar essa estrutura de mercado:

- Contratação centralizada de lastro e serviços ancilares, servindo de garantia para o equilíbrio da oferta física e a segurança do suprimento;
- Sistema de liquidação e garantias, para promover a robustez financeira do mercado e os pagamentos honrados.

Em um mercado livre, com base na venda de energia através de comercializadoras, os mecanismos supracitados constituem as garantias necessárias para o sistema. Já a obrigação contratual restringiria em certo ponto a liberdade individual de comercialização e gestão de risco, com impactos diretos no sinal de preço.

Em mercados liberalizados ao redor do mundo, não existe controle da obrigação contratual de cada distribuidora ou comercializador, uma vez que as posições são definidas a partir do nível de risco que cada agente está disposto a tomar. São exemplos de países sem obrigação contratual a França, Alemanha, Reino Unido, Coreia do Sul, Itália e Austrália.

---

A EDP defende que a obrigação de contratação pelas Distribuidoras seja reduzida para valores inferiores a 100% do consumo, sendo a ANEEL a responsável pela atualização desse percentual.

---

### 3.2.5 Centralização dos contratos de energia das distribuidoras

Para que o risco do volume da compra de energia seja mitigado para as Distribuidoras, é importante determinar medidas estruturantes também para estabelecer liquidez à energia sobrecontratada.

A proposta da EDP envolve o estabelecimento de um agente responsável pela centralização e gestão dos contratos de energia de todas as distribuidoras, responsável por trazer a liquidez necessária. O mecanismo poderia ser estabelecido da seguinte forma:

- Cada distribuidora informa déficits e sobras ao agente centralizador, que realiza um processamento semelhante ao MCSD atual, em intervalos que podem ser inferiores ao mensal, seguindo períodos de comercialização e variação do preço;
- Quando houver excesso ou déficit de energia entre as distribuidoras ( $D_i$ ), o agente centralizador poderá comercializar energia para o mercado, via leilões, comprando ou vendendo energia de comercializadores ( $C_i$ ) e geradoras ( $G_i$ ).



A Figura 6 ilustra a dinâmica.



*Figura 6 – Mecanismo de Centralização dos Contratos*

Com esse mecanismo, haverá sub ou sobrecontratação somente se não houver espaço para alocar a energia no mercado a preços de mercado. Nessa condição, a incorporação do risco do agente centralizador pode determinar margens positivas ou negativas a todos os clientes.

À centralizadora caberá o papel de representar as concessionárias de Distribuição na celebração dos contratos de energia (CCEARs, Itaipu, Cotas, etc.), para reduzir o custo transacional com contratos. Nesse sentido, talvez seja importante estabelecer um preço médio de energia único para o Brasil, para promover a racionalidade econômica e evitar alocar custos e riscos diferenciados aos consumidores.

---

A EDP solicita que seja determinado um agente centralizador dos contratos, para trazer a liquidez necessária à energia sobrecontratada no ambiente de liberalização do mercado.

---

### 3.2.6 Estabelecimento de Regramentos para o Comercializador Varejista

Pelas regras atuais, os consumidores livres especiais, inclusive aqueles com carga entre 500 kW e 1.000 kW, podem migrar para o ACL através da representação de um comercializador varejista ou se associando diretamente na CCEE.

No entanto, inúmeras incertezas cercam os regramentos do comercializador varejista. São elas:

- Adequação do sistema de medição, com exigência de padrões dos medidores incompatíveis com a escala do varejista;
- Desligamento na CCEE sem sucessão, reduzindo os incentivos de migração de consumidores que teriam crédito na liquidação; e
- Corte de energia por parte da Distribuidora quando da inadimplência dos consumidores do varejista.

Portanto, sendo o varejista a alternativa para consumidores de menor parte serem representados na CCEE, são necessários endereçamentos a essas questões por parte da CCEE e ANEEL, com vistas a incentivar a migração para o mercado livre de uma forma estruturada e com riscos mitigados.

---

A EDP solicita previsão de endereçamento das incertezas no mercado varejista por parte da CCEE e ANEEL.

---

Adicionalmente, ressalta-se a necessidade de distinção entre os limites da comercializadora atacadista e da varejista. No Seminário Internacional de Comercialização de Energia Elétrica, promovido pela ANEEL e realizado em 5 de dezembro de 2018, a Câmara de Comercialização de Energia – CCEE apresentou as vantagens da representação através da figura do varejista, como a gestão eficiente, o menor custo operacional e o tratamento adequado ao porte. A CCEE foi concebida para atender um mercado atacadista, de forma que o tratamento de dados de medição, contabilização e a complexidade no atendimento de um grande volume de pequenos consumidores pulverizados tornariam a operação da Câmara excessivamente custosa e ineficiente.

---

A EDP defende que a fronteira entre os mercados atacadista e varejista seja estabelecida em 1 MW. Adicionalmente, as unidades consumidoras com demanda contratada entre 1MW e 3MW também poderão optar por ser representados pelo comercializador varejista.

---

## MEDIDAS DE MÉDIO E LONGO PRAZO

### 3.2.7 Separação entre fio e energia

Uma vez implementadas todas as medidas de curto prazo, restará a separação das atividades:

- Serviço fio: relacionadas ao planejamento, construção, operação e manutenção das redes de distribuição, além da prestação do serviço de medição e combate às perdas, sendo de responsabilidade das distribuidoras;
- Comercialização de energia: relacionadas à gestão da compra, venda, gerenciamento, pagamento de encargos, faturamento, etc., sendo de responsabilidade do CER ou varejista.

---

A EDP solicita que a separação entre fio e energia ocorra após as medidas estruturantes de curto prazo, consolidando a liberalização do mercado de energia.

---

### 3.2.8 Criação do Comercializador de Energia Regulada

O Comercializador de Energia Regulada (CER) será responsável por acomodar todas as unidades consumidores que não optarem pela migração para o mercado livre. Em alguns países existe o comercializador de última instância, ao qual é delegada a tarefa de atender os consumidores que não foram obrigados a migrar para o mercado livre (em geral, de mais elevada vulnerabilidade econômica).

Em um primeiro momento, a empresa operadora de fio e a comercializadora de energia regulada devem pertencer ao mesmo titular da concessão original de distribuição, evitando mudanças

bruscas para o consumidor. O CER deve atender uma área de concessão, tratando-se de atividade regulada.

Em um segundo momento, o agente de distribuição poderá se desfazer das parcelas de atividades relacionadas à comercialização de energia regulada, transferindo a atividade do CER para outros agentes.

---

A EDP sugere a criação do Comercializador de Energia Regulada, responsável por acomodar as unidades consumidoras que não migrarem para o mercado livre.

---

### 3.2.9 Faturamento único

Como medida para otimizar ganhos com eficiência operacional, tanto para o varejista como para o CER, deve ser implementado um sistema de faturamento único a ser apresentado às unidades consumidoras.

A distribuidora continuaria responsável e remunerada pelas atividades de medição e os comercializadores, pelo serviço de faturamento da carteira, atividade essa que contemplaria as obrigações perante toda a cadeia de fornecimento de energia: fio, encargos, impostos, energia, etc.

Assim, o agente de distribuição teria sua atuação focalizada na construção e manutenção da rede de transporte de energia, tornando-se um elo da cadeia que interage com o comercializador. Toda a interface com o consumidor seria feita pelo próprio comercializador.

Resta claro que, conhecido qualquer tipo de inadimplência do faturamento, essa deve ser assumida pela comercializadora, que poderá solicitar à distribuidora local a suspensão do fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora.

---

A EDP solicita que haja uma fatura única para o consumidor, de forma que a comercializadora assuma a atividade de faturamento e repasse à cadeia, tendo assegurado o corte de energia por parte da distribuidora em caso de inadimplemento.

---

## 4. Conclusão

---

A motivação do MME de promover a competitividade do Ambiente de Contratação Livre de energia – através da presente proposta de redução das restrições do segmento especial, ampliando as possibilidade de acesso ao mercado – está em linha não somente com as aspirações da sociedade e do setor elétrico expressas na Consulta Pública MME nº 33/2017 mas sobretudo com as tendências observadas em outros países que, de forma disruptiva, estão revolucionando a maneira como agentes, instituições e consumidores interagem com a energia elétrica.

Como já exposto ao longo da presente contribuição, a proposta de liberalização do mercado se insere em um contexto muito mais amplo que a redução do limiar contratual de mercado especial. Importante lembrar que, na própria contribuição da EDP na CP nº 033/2017, já haviam sido levantados tópicos a endereçar na conjuntura atual que, caso não sanados, poderiam representar ameaças em um novo modelo. Nessa medida, a iniciativa aqui descrita pelo MME enseja mudanças de curto, médio e longo prazo para tratamento das assimetrias existentes e que surgirão com um novo paradigma de setor.

Dessa forma, a EDP acredita que para assegurar o sucesso do novo modelo do setor elétrico é crucial estabelecer uma ordem sequencial lógica das medidas que serão implementadas. Nesse sentido, foram organizadas inicialmente as ações de aprimoramento em ações rápidas de alto impacto, que constituem medidas necessárias para que a liberalização do mercado se estabeleça e, posteriormente, medidas necessárias para garantir que o modelo futuro será funcional e que os impactos individuais ocorrerão de forma gradual, com vistas à consolidação de um Setor Elétrico Brasileiro sustentável, promotor de benefícios líquidos à sociedade.

Consolidando as contribuições desenvolvidas ao longo deste documento, a EDP apresenta suas propostas:

- 1) Solicita que a velocidade da abertura do mercado livre esteja atrelada à existência de condições precedentes, para assim dar continuidade à abertura até a liberalização completa em 2024.
- 2) Pleiteia que sejam estipuladas medidas para conscientização dos clientes que poderão migrar ao ACL sobre o funcionamento do mercado livre, bem como quais serão seus deveres e responsabilidades ao ingressar nesse modelo.
- 3) Defende que os riscos sistêmicos e os encargos setoriais, como a Conta ACR, o custo de sobrecontratação e o custeio da expansão da oferta, sejam alocados de forma isonômica a todos os consumidores, independente da opção de compra de energia no mercado livre ou regulado.
- 4) Solicita que seja aplicado um mecanismo de hedge do risco hidrológico no ACR, mediante a venda do risco a terceiros.
- 5) Defende que a obrigação de contratação pelas Distribuidoras seja reduzida para valores inferiores a 100% do consumo, sendo a ANEEL a responsável pela atualização desse percentual.
- 6) Solicita que seja determinado um agente centralizador dos contratos, para trazer a liquidez necessária à energia sobrecontratada no ambiente de liberalização do mercado.
- 7) Solicita previsão de endereçamento das incertezas no mercado varejista por parte da CCEE e ANEEL.
- 8) Defende que a fronteira entre os mercados atacadista e varejista seja estabelecida em 1 MW, podendo optar pelo varejista as unidades consumidoras com demanda contratada entre 1MW e 3MW.
- 9) Solicita que a separação entre fio e energia ocorra após as medidas estruturantes de curto prazo, consolidando a liberalização do mercado de energia.

- 10) Sugere a criação do Comercializador de Energia Regulada, responsável por acomodar as unidades consumidoras que não migrarem para o mercado livre.
- 11) Solicita que haja uma fatura única para o consumidor, de forma que a comercializadora assuma a atividade de faturamento e repasse à cadeia, tendo assegurado o corte de energia por parte da distribuidora em caso de inadimplemento.