

EDP – Energias do Brasil

Contribuições às
Consultas Públicas nº 076/2019 e nº 077/2019

Representação obrigatória de direitos e obrigações por Comercializador Varejista, quando da migração para o Ambiente de Contratação Livre – ACL e ampliação das possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores

22 de agosto de 2019

Contribuições as
Consultas Públicas nº 076/2019 e no
077/2019

Representação obrigatória de direitos
e obrigações por Comercializador
Varejista, quando da migração para o
Ambiente de Contratação Livre – ACL
e ampliação das possibilidades de livre
contratação de energia elétrica por
parte dos consumidores

22 de agosto de 2019

Sumário



- Sumário.....3
- Sumário Executivo..... 4
- 1. Introdução..... 5
- 2. Contexto Regulatório.....7
 - 2.1 Mercado Energético Brasileiro.....7
 - 2.2 Papel do Comercializador Varejista..... 8
- 3. Experiência Internacional..... 9
 - 3.1 Abertura do Mercado..... 9
 - 3.2 Comercializadora Varejista17
- 4. Propostas EDP 21
 - 4.1 Condições para a Completa Abertura do Mercado.....21
 - 4.2 Endereçamentos às propostas do MME na CP076 e CP077.....42
- 5. Conclusão..... 45
- 6. Referências.....46

Sumário Executivo

Considerando que o MME:

- 1) Retoma discussões referentes ao papel do varejista, devido à pulverização dos consumidores especiais no ACL e uma tímida adesão à representação por essa modalidade de comercializador;
- 2) Propõe na Consulta Pública nº 76/2019 que, a partir de 1º de janeiro de 2020, carga inferior ou igual a 1 MW deverá ser representada por varejista;
- 3) Permite que consumidores registrados na CCEE até 31 de dezembro de 2019 poderão optar pelo formato atual ou varejista;
- 4) Determina que a opção por representação por varejista desses consumidores será irretratável;
- 5) Expõe a sugestão da CCEE sobre a necessidade de previsão de criação da atividade do agregador de dados de medição e do fornecedor de última instância;
- 6) Propõe na Consulta Pública nº 77/2019 a continuidade da diminuição da reserva de mercado de energia especial iniciada pela Portaria nº 514/2018.

A EDP apresenta suas propostas, sintetizadas abaixo:

Abertura de Mercado

<p>1 Campanhas ao consumidor</p> <p>Sejam realizadas campanhas de conscientização dos consumidores sobre o mercado livre.</p>	<p>2 Isonomia entre ACR e ACL</p> <p>Além da sobrecontratação involuntária, riscos sistêmicos e encargos setoriais sejam alocados de forma isonômica.</p>	<p>3 Flexibilidade às distribuidoras</p> <p>Haja maior flexibilização quanto à gestão do montante de energia contratada pelas distribuidoras.</p>
<p>4 Simplificação do sistema de medição</p> <p>O sistema de medição do consumidor livre seja simplificado, desvinculado da troca do parque de medidores.</p>	<p>5 GD na varejista</p> <p>Extinção do netmetering e representação da GD pelos varejistas, com venda do excedente líquido.</p>	<p>6 Mudanças na estrutura tarifária</p> <p>Tarifa binômica para todos os consumidores.</p>
<p>7 Pmix único</p> <p>Seja adotado o Pmix unificado, com operações centralizadas.</p>	<p>8 Comercializadora de última instância</p> <p>Institua-se a comercializadora de última instância, para consumidores sem varejista</p>	<p>9 Separação entre lastro e energia</p> <p>Haja a separação entre lastro e energia, sendo a expansão e confiabilidade na oferta pagas por todos os agentes</p>
<p>10 Fatura única</p> <p>Aplique-se fatura única, com padrão para a fatura e forma de recebimento dos dados</p>	<p>11 Liquidação na CCEE</p> <p>Adequação na liquidação na CCEE para o Grupo B, devido ao faturamento de acordo com lotes de leitura</p>	<p>12 Separação entre fio e energia</p> <p>Ocorra a separação completa entre fio e energia</p>
<p>13 Garantias</p> <p>Desenvolva-se um sistema robusto de garantias</p>	<p>14 Limite varejista e atacadista</p> <p>Apoio à regra dos 1.000 kW, especificando melhor a regra de transição (registro reconhecido com aprovação do Cad)</p>	<p>15 Abertura do mercado</p> <p>Redução gradual dos limites, mantendo a velocidade de 500 kW por semestre até abertura total do Grupo A em jul/2023 e Grupo B em jan/2024</p>

1.Introdução

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União o aviso de abertura da Consulta Pública nº 076/2019 (CP076/2019) no dia 8 de agosto de 2019 e da Consulta Pública nº 077/2019 (CP077/2019) no dia 9 de agosto de 2019 visando obter subsídios para a proposta de representação obrigatória de direitos e obrigações por Comercializador Varejista, quando da migração para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, bem como diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, tendo como consequência a ampliação das possibilidades de livre contratação de energia elétrica. Os prazos para envio das contribuições se encerram nos dias 22 e 23 de agosto de 2019, respectivamente.

O objetivo do MME é simplificar o acesso ao ACL e trazer segurança às negociações a serem realizadas nesse Ambiente, com impactos sobre o Decreto 5.177, de 2004, revogação do artigo 50 do Decreto 5.163, de 2004, e nova regulamentação sobre o disposto no § 3º do artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

2. Contexto Regulatório

2.1 Mercado Energético Brasileiro

A expansão do Mercado Livre significa que mais unidades consumidoras possam optar pela escolha de seus fornecedores, com condições de contratação personalizada da energia. Também deve proporcionar oportunidades para o desenvolvimento de produtos e serviços, adequando o serviço às necessidades de cada consumidor individualmente.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), além da liberdade de escolha de clientes e fornecedores, verifica-se a liberdade de modulação e sazonalização, uma vez que o agente conta com total autonomia para diversificar, da maneira que lhe for mais conveniente, o portfólio de geração e de consumo, o que possibilita oferecer grande quantidade de produtos no mercado de consumidores.

É da otimização de portfólio das carteiras de compra e venda de energia, incluindo ainda as necessidades de consumo dos clientes, que ganhos sistêmicos relevantes são esperados.

Caso a abertura de mercado seja acompanhada pela substituição dos equipamentos convencionais por inteligentes (*"smart meters"*), abre-se ainda mais possibilidades na prestação do serviço, sobretudo em razão do monitoramento em tempo real do consumo de energia elétrica nas instalações das unidades consumidoras. Adicionalmente, o consumidor passaria a ter maior gestão da conta de energia devido ao controle horário no uso de seus equipamentos.

Para que o Mercado Livre atinja seu potencial e usufrua de todos os benefícios, tornam-se fundamentais mecanismos para a garantia da segurança energética. Assim, vislumbra-se uma nova arquitetura de mercado para o Setor Elétrico, visando a separação entre lastro e energia, para que a expansão da geração seja financiada por todos os agentes do setor elétrico.

Neste contexto, no futuro, as distribuidoras devem passar a desenvolver suas atividades com foco no serviço fio, ou seja, voltadas à construção, operação e manutenção das redes de energia elétrica e dos sistemas de medição e automação, de maneira que as atividades relacionadas à gestão da compra de energia passem a ser exercidas pelos comercializadores.

Com efeito, o caminho em direção ao futuro exige o destravamento do arcabouço atual, em que as atividades de comercialização de energia se misturam com as atividades de provedor de serviço de rede.

2.2 Papel do Comercializador Varejista

Segundo a Resolução Normativa 570/2013, cabe ao comercializador varejista ser um agente facilitador entre a CCEE e pequenos consumidores, com o objetivo de simplificar e baratear o processo de migração para o mercado livre.

Decorridos 6 anos da publicação da Resolução, existem apenas 13 comercializadores varejistas habilitados na CCEE (entre eles, a EDP), 72 unidades consumidoras atendidas e 11 ativos de geração.

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.

Como a atuação do comercializados varejista ainda é incipiente, as pequenas unidades consumidoras, ao migrarem para o mercado livre, tornam-se agentes da CCEE. Tal fato acarretou no aumento significativo do número de agentes associados à CCEE, durante os anos de 2015 a 2019, alcançando a marca de 5.958 consumidores livres especiais, o que representa 72% do número total de agentes.

É importante ressaltar que, sem a gestão do varejista, ao migrarem para o mercado livre, os consumidores são sujeitos à aplicação, de forma igualitária e sem distinção de porte, do mesmo regulamento. Por exemplo, um consumidor com uma fatura mensal de aproximadamente R\$ 50 mil, ao migrar para o mercado livre sem a contratação do

Abertura de Mercado

comercializador varejista, estará sujeito ao regulamento aplicado para um agente que paga uma fatura mensal de R\$ 10 milhões.

Ademais, sem o varejista, além da obrigação de se tornar um agente perante a CCEE, o consumidor será responsável por todas as obrigações junto à mesma (como, por exemplo, registro de contratos, validação, garantias, pagamento de encargos, etc), além de responder pela gestão apurada dos processos operacionais da contratação de energia e formatação do produto de energia (flexibilidades, sazonalidade, modulação).

Migrando por intermédio de um comercializador varejista contará com um agente que será o elo entre a unidade consumidora e a CCEE, de maneira que não é necessário se tornar num agente. Todas as atividades são assumidas pelo comercializador varejista, liberando o consumidor da gestão dos processos operacionais.

3. Experiência Internacional

Os processos de abertura do mercado e de consolidação da comercializadora varejista no mundo ocorreram de forma concomitante. Com vistas a explorar aspectos específicos de cada um dos processos, a primeira seção se dedica a tratar da liberalização de países considerados cases de sucesso, como os Estados Unidos e o Reino Unido, enquanto a segunda seção apresenta a experiência do mercado varejista em 7 países.

3.1 Abertura do Mercado

Os processos de liberalização costumam ocorrer no ritmo necessário para que todas as mudanças pré-abertura se concretizem. De forma geral:

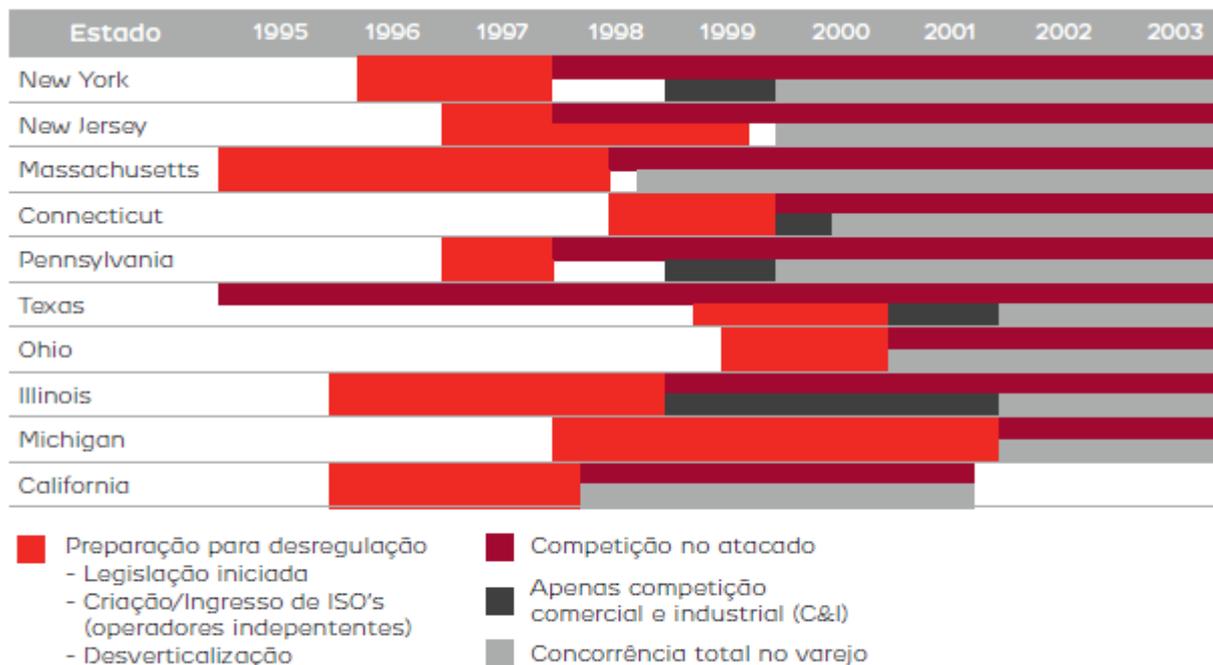
- A desregulamentação tem início com unidades consumidoras das classes comerciais e industriais, sendo o cronograma estendido aos consumidores da classe residencial decorridos 1 a 4 anos;
- Maiores taxas de migração são conhecidas quando se estabelece a migração obrigatória;
- Mesmo com campanhas de incentivos, os consumidores, principalmente aqueles atendidos em baixa tensão, não optam pela substituição frequente de comercializadores;
- A liberalização promove incertezas aos investidores, o que pode resultar no aumento de preços;
- Há melhoria do atendimento ao cliente.

Há diversos casos de sucesso de abertura do mercado no mundo. A seguir são apresentadas as experiências dos Estados Unidos e do Reino Unido.

3.1.1 Estados Unidos

O processo de abertura do mercado de eletricidade nos EUA teve início no final dos anos 90, em meio a um período de preços altos de energia. Acreditava-se que a liberalização levaria ao desenvolvimento da concorrência, melhorando a eficiência da produção e, principalmente, reduzindo preços.

Abertura de Mercado



Nota: Michigan suspendeu competição de varejo em 2008; Califórnia suspendeu a liberalização em 2001 após a crise de energia e crise financeira.
 Fonte: EIA, Ilt search

Figura 1 - Cronograma de abertura do mercado livre, por estado, nos EUA

É interessante observar que, uma vez aberto o mercado para os segmentos comercial e industrial – C&I, após um período de 1 a 4 anos, o mercado foi liberalizado para os consumidores residenciais. Pelo modelo americano, os estados tiveram autonomia para definir se a liberalização seria realizada e o modelo segundo o qual ela seria implementada. Por conta dessa liberdade de escolha, coexistem estes 3 modelos de regulação nos EUA:

- Modelo regulado: Geração, transmissão, distribuição e comercialização totalmente regulados. Exemplos: Arizona, Oregon, Califórnia.
- Modelo híbrido: Geração separada de transmissão, distribuição e comercialização. O comercializador de última instância (chamado Distribuidor Default) é criado a partir de um spin-off da distribuidora regulada, atendendo a todos os consumidores que não migrarem para o mercado livre. Exemplos: Massachusetts, Nova York, Nova Jersey, Connecticut, Illinois, Pensilvânia.
- Modelo com desregulamentação completa e separação vertical: Geração separada de Transmissão e Distribuição - T&D (atividade

regulada) e de comercializadores (atividade não regulada). Não há a figura de comercializador de última instância, sendo os consumidores não atendidos pelo mercado alocados, pelo estado, entre todos os comercializadores, de acordo com suas participações no mercado. Exemplo: Texas.

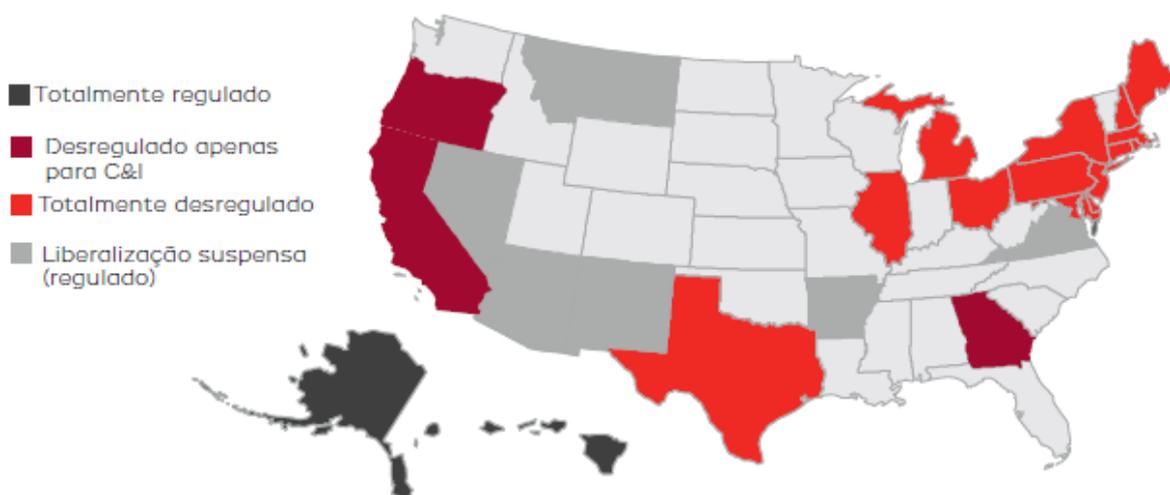


Figura 2 - Modelos de regulação estadual nos EUA

Fonte: US Energy Information Agency (2016); Pesquisa de benchmark; Ampliação do mercado livre de energia elétrica/ PSR (2017).

Durante o período de abertura do mercado livre, foram realizadas diversas campanhas de conscientização dos consumidores com relação ao funcionamento do ambiente livre de contratação, novas obrigações, riscos envolvidos na migração, dentre outras questões.

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.

Ademais, cada estado definiu como seria estabelecido o processo de migração, quais consumidores seriam beneficiados, o cronograma de abertura, assim como quais incentivos seriam dados para a migração, etc.

Abertura de Mercado

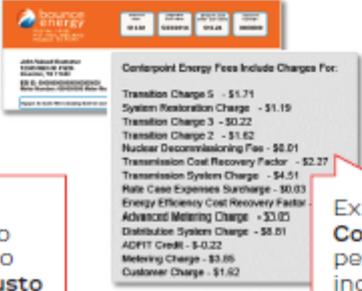
	1 Tipos de consumidores com permissão para migração		2 Incentivos para migração		
	Somente C&I	C&I e residenciais	Migração opcional	Incentivada financeiramente	Migração obrigatória
Descrição	<ul style="list-style-type: none"> Consumidores residenciais continuam regulados, enquanto C&I podem migrar 	<ul style="list-style-type: none"> Todos os consumidores podem escolher fornecedores para obter preços competitivos 	<ul style="list-style-type: none"> Migração é opcional Consumidores permanecem com T&D até que migrem 	<ul style="list-style-type: none"> Migração é opcional, mas o estado fornece algum tipo de incentivo financeiro para a migração 	<ul style="list-style-type: none"> T&D e comercialização separados Todos os consumidores precisam mudar para um comercializador
Exemplos	<ul style="list-style-type: none"> Oregon Utilizada em alguns estados como transição ao modelo "C&I e residenciais" 	<ul style="list-style-type: none"> Michigan, Ohio, Massachusetts, Texas, Nova York, Nova Jersey, Pensilvânia 	<ul style="list-style-type: none"> Califórnia, Michigan, Ohio, Connecticut, Massachusetts, Illinois, New Jersey 	<ul style="list-style-type: none"> New York 	<ul style="list-style-type: none"> Texas

Figura 3 - Principais diferenças estabelecidas, por estado, no processo de abertura do mercado livre.

Fonte: US Energy Information Agency (2016); Pesquisa de benchmark; Ampliação do mercado livre de energia elétrica/ PSR (2017).

Com relação ao sistema de faturamento, existem 3 modelos:

- Contas consolidadas sob responsabilidade do distribuidor.
- Contas consolidadas sob responsabilidade do comercializador.
- Contas separadas: uma referente à energia e outra ao uso do sistema de distribuição.

	1	2	3
	Contas consolidadas sob responsabilidade do distribuidor	Contas consolidadas sob responsabilidade do comercializador	Contas separadas
Descrição	<ul style="list-style-type: none"> O distribuidor realiza a cobrança Taxas de geração são cobradas separadamente, na mesma conta Em geral, há baixa taxa fixa em relação à volumétrica 	<ul style="list-style-type: none"> O comercializador realiza a cobrança Taxas de transmissão e distribuição repassadas aos consumidores na conta, equivalendo a ~50% da conta 	<ul style="list-style-type: none"> Consumidor recebe duas contas: uma referente à distribuição e uma referente ao consumo Em geral, há baixa taxa fixa em relação à volumétrica
Exemplos	<ul style="list-style-type: none"> Massachusetts, Maryland, Nova York (escolha do consumidor), Nova Jersey, Pensilvânia  <p>Ex. Massachusetts Conta única, enviada pelo distribuidor, discriminando custo de suprimento e custo de distribuição de energia</p>	<ul style="list-style-type: none"> Texas, Nova York (escolha do consumidor – em alguns casos)  <p>Ex. Texas Conta única, enviada pelo comercializador, incluindo custos de distribuição</p>	<ul style="list-style-type: none"> Maryland, Nova York (escolha do consumidor), Nova Jersey, Pensilvânia

Notas: Estados foram alocados em todos os modelos em que faturamento pode ocorrer

Figura 4 - Sistema de faturamento nos EUA

Embora o objetivo inicial das liberalizações tenha sido a redução de preços, é interessante observar que, conforme apresentado no Gráfico 4, nos estados regulados as tarifas são consideravelmente mais baixas que a média nacional. As principais razões para tal situação são:

- Incertezas financeiras para investidores em recursos de geração: como os geradores possuem contratos de prazo relativamente curto com comercializadores, comparados com distribuidoras verticalmente integradas do mercado regulado, as incertezas sobre condições de mercado no longo prazo diminuem a atratividade de investimentos, aumentando a exigência de retorno sobre capital. Esse risco é precificado pelos comercializadores e repassado aos consumidores.
- Despesas em marketing: foram realizados investimentos em campanhas de marketing, com os custos repassados aos consumidores. Assim, o desenho do mercado e os mecanismos de financiamento se mostram altamente importantes para a

Abertura de Mercado

liberalização do mercado. Sem uma estrutura global consistente, a alocação de riscos desproporcionais, em projetos de infraestrutura com altos investimentos, pode resultar em elevação de preço, mesmo com maior concorrência.

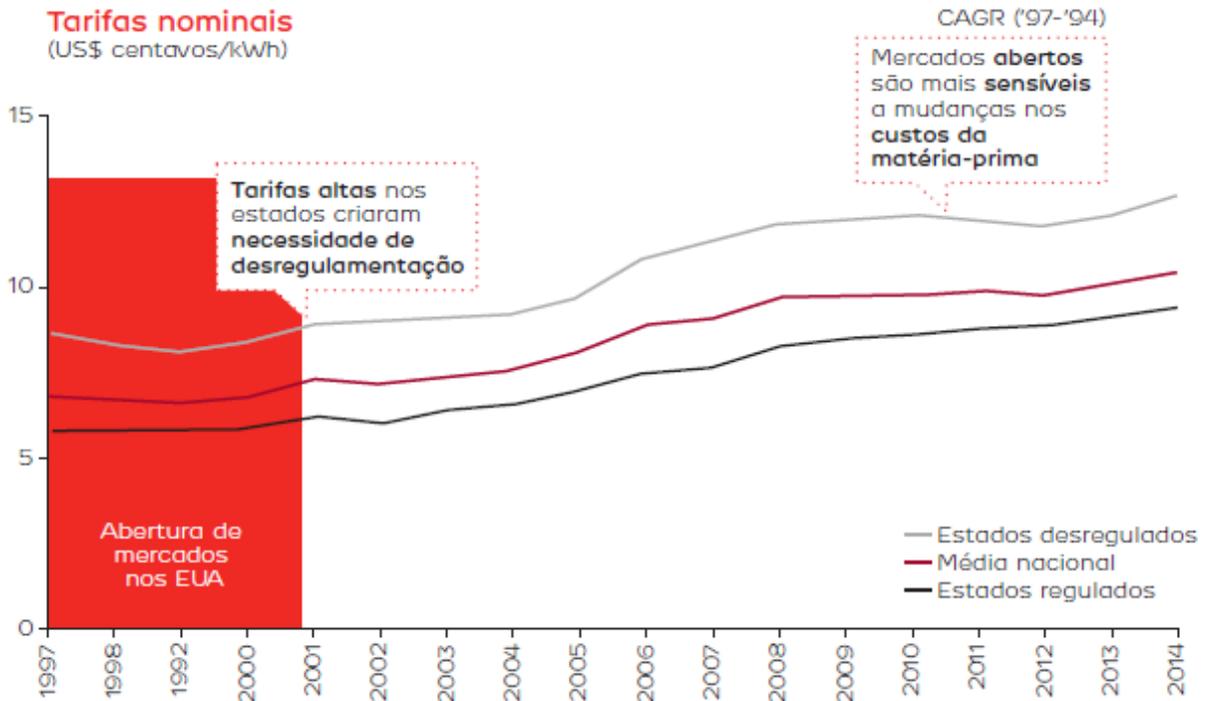


Figura 5 - Evolução no valor das tarifas de energia dos EUA.

Fonte: American public power association (2015); Benchmark internacional.

3.1.2 Reino Unido

No Reino Unido, o processo de abertura do mercado livre se desenvolveu de maneira acelerada. Em apenas 9 anos, o setor elétrico se transformou de um mercado centralizado e verticalizado, para um setor completamente livre.

O cronograma estabelecido foi o seguinte:

- Até 1990: a indústria era nacionalizada e a empresa Central Electricity Generation Board (CEGB) era detentora de todo o parque de geração, além do sistema de transmissão.
- Em 1990: início do processo de abertura do mercado livre, sendo estabelecida a elegibilidade de grandes consumidores (> 1MW) a migrarem para o ACL.

- Em 1994: inclusão de clientes de médio porte (>100 kW).
- Em 1999: abertura ampliada a todos os clientes, inclusive os atendidos em baixa tensão.
- Em 2001: o método de preços por atacado mudou de “pool pricing” para contratos bilaterais.
- Em 2002: todos os controles de preço foram removidos.

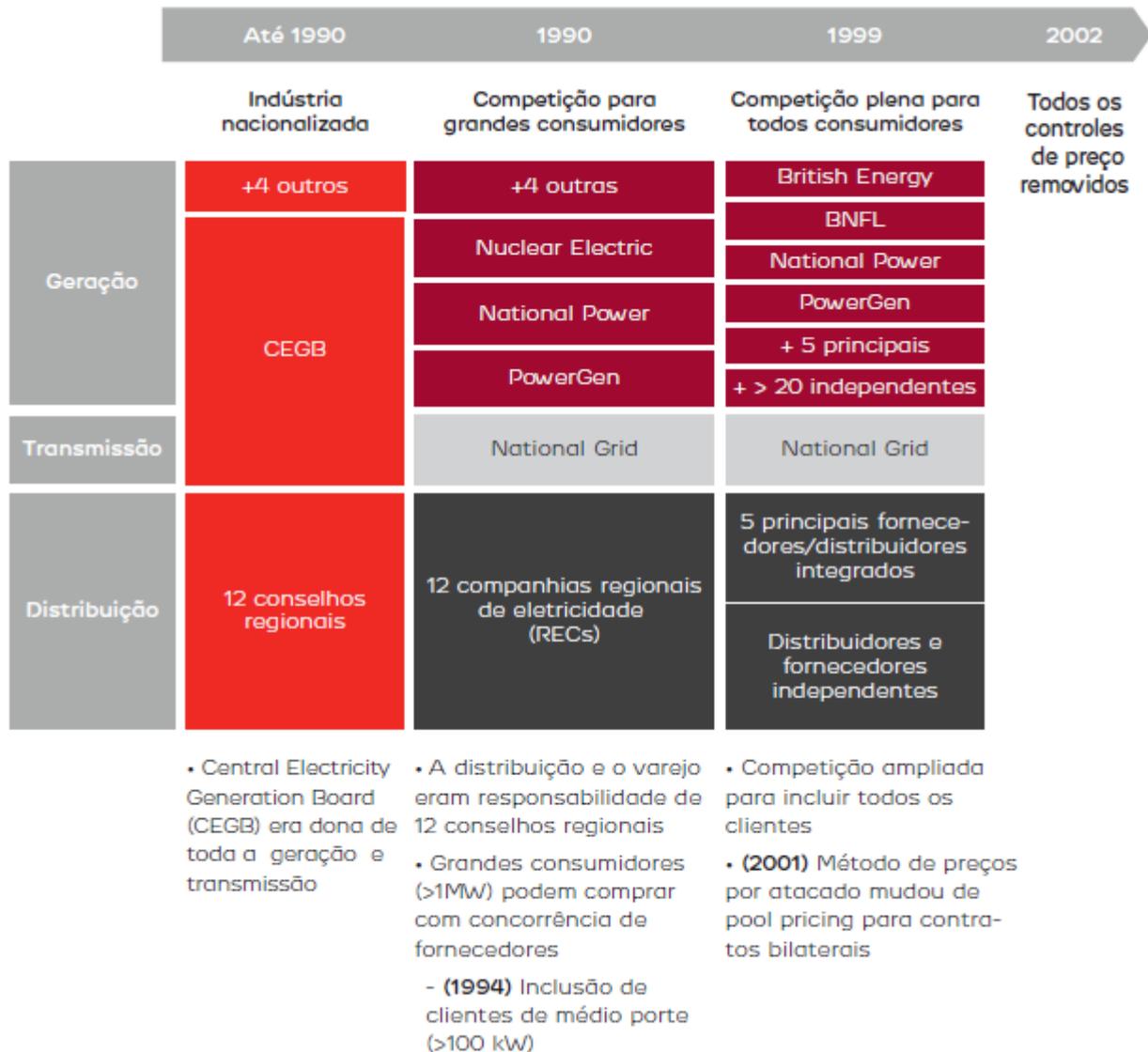


Figura 6 - Cronograma de expansão do mercado livre no Reino Unido.

Fonte: Electricity Market Reform, Ofgem, Frontier-economics, Gov.uk, The Energy Journal.

Com relação ao sistema de faturamento, como o serviço de distribuição (uso do fio) é contratado pelo varejista, esse agente é responsável pelo faturamento, que é realizado em conta única. Além disso, o pré-

Abertura de Mercado

pagamento é uma realidade no Reino Unido, podendo ser realizado via aplicativo ou em diferentes tipos de lojas de conveniência.

De maneira geral, o processo de desregulamentação inglês é considerado bem-sucedido. Os preços da eletricidade obtiveram uma redução elevada, melhoraram a eficiência das empresas e diminuíram a alocação de subsídios pelo governo.

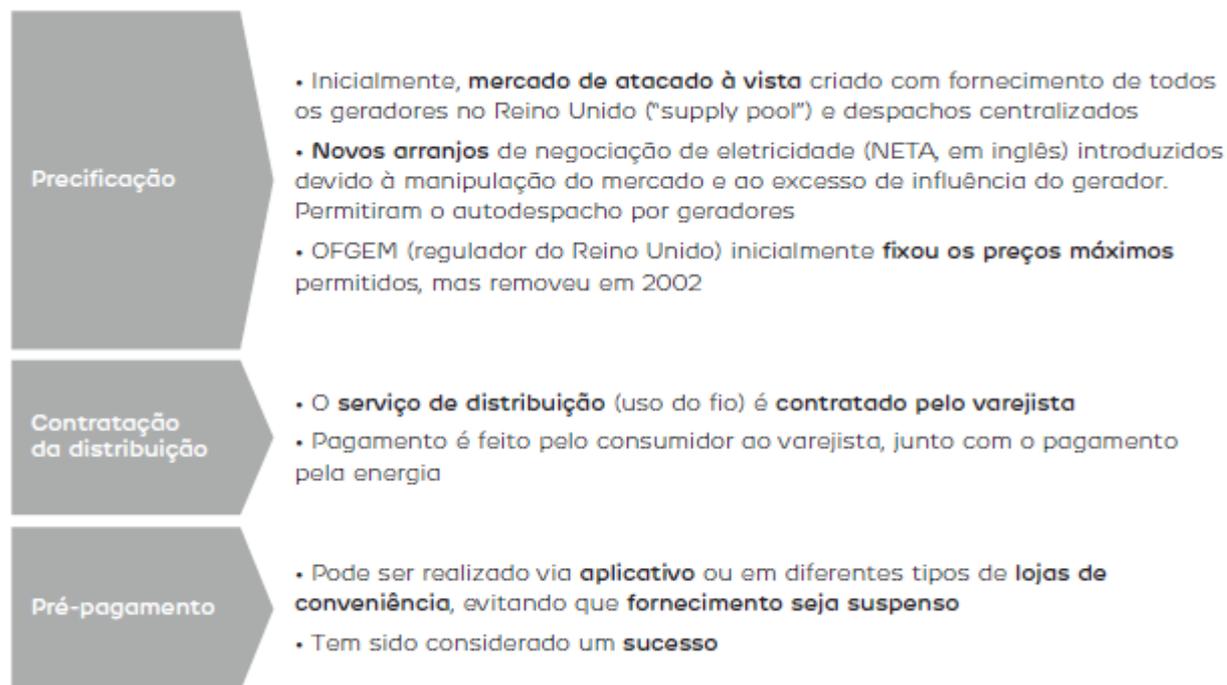


Figura 7 - Principais características do setor elétrico inglês.

Fonte: Electricity Market Reform, OFGEM, Frontier-economics, Gov.uk, The Energy Journal

3.2 Comercializadora Varejista

São avaliadas as experiências no mercado varejista de 7 países, a saber, Portugal, Alemanha, Suécia, Colômbia, Estados Unidos (Califórnia), Espanha e Reino Unido.



Observam-se algumas práticas em comum nas localidades pesquisadas, como por exemplo:

- A total liberalização em todos os níveis de tensão (com exceção da Califórnia);
- A posse do equipamento de medição pela distribuidora, a qual, conseqüentemente, é a responsável pelo corte e religamento do consumidor inadimplente;
- A existência de fatura única, sendo emitida na maior parte dos países pela comercializadora varejista e repassados os valores aos demais elos da cadeia;
- A presença de comercializadora/distribuidora de último recurso;
- Aquisição da energia líquida excedente da Geração Distribuída pela comercializadora varejista.

■ Possui
■ Não possui
 Não se aplica ou não foi encontrada até o momento

País	GERAL	MEDIÇÃO			FATURAMENTO			OUTROS TEMAS	
	Mercado liberalizado	Distribuidora proprietária do medidor	Distribuidora realiza corte	Troca de medidor na liberalização	Fatura única	Varejista emite fatura	Último recurso	GD vende à varejista	Sistema de garantias
Portugal									
Alemanha									
Suécia									
Colômbia									
EUA (Califórnia)									
Espanha									
Reino Unido									

A seguir são tratados os principais aspectos de cada país.

País	Medidor e fatura	Pontos de atenção
Portugal	✓ O medidor é da distribuidora de energia	✓ Todos os custos com corte e religação são taxados na

Abertura de Mercado

<i>País</i>	<i>Medidor e fatura</i>	<i>Pontos de atenção</i>
<i>Alemanha</i>	<p>elétrica, porém a fatura é da comercializadora;</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Não houve necessidade de troca durante a liberalização; ✓ Contrato padrão de um ano, com renovação automática, sem período mínimo. 	<p>fatura do cliente e repassados à distribuidora;</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Existência da comercializadora de último recurso; ✓ A tarifa de distribuição está embutida na fatura da comercializadora; ✓ A interrupção e restabelecimento do fornecimento às instalações é obrigação das distribuidoras com aviso prévio das comercializadoras.
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ O medidor e a fatura são da distribuidora de energia; ✓ Não houve necessidade de troca do medidor, mudança por conta de implementação de novas tecnologias; ✓ Contrato padrão de um ano, com renovação automática, sem período mínimo. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Semelhante à Portugal, na Alemanha as obrigações técnicas são de cunho da distribuidora, enquanto as obrigações comerciais são da comercializadora; ✓ Existe grande quantidade de grupos com segmentação tanto na distribuição como na comercialização de energia, assim, boa parte dos consumidores alemães são distribuídos e comercializados pelo mesmo grupo empresarial; ✓ Comercializador de último recurso denominado Contrato de Serviço Universal, objetivos: fornecer energia em áreas onde não haja competição de oferta, substituição e vulnerabilidade.
<i>Suécia</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A migração para esse novo mercado foi feita em conjunto com os países do Nord Pool Spot, sendo que os custos para adequação da rede e medidores foram repartidos entre iniciativa privada (distribuidoras) e subsídios públicos; ✓ Faturas distintas para a comercializadora e distribuidora; 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ As responsabilidades em relação aos clientes são semelhantes às de Portugal; ✓ A comercializadora paga taxas pelo acesso à rede de transmissão e distribuição, a mais, a concorrência é o principal determinante na escolha das políticas de preço pelas comercializadoras;

País	Medidor e fatura	Pontos de atenção
<p>Estados Unidos (Califórnia)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ O medidor e a fatura são da distribuidora. ✓ Hoje o mercado varejista da Califórnia é pequeno. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Não existe CUR, os clientes vulneráveis devem ser aceitos em qualquer comercializadora. ✓ A liberalização do setor elétrico começou em 1996, porém foi interrompida em 2001 por conta da crise de energia no estado e pela elevação dos preços.
<p>Colômbia</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ O medidor é da distribuidora de energia elétrica, porém, a fatura é da comercializadora; ✓ Não houve necessidade de troca de medidores para a migração ao mercado livre, assim, a quantidade de medidores inteligentes na Colômbia ainda é baixa. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Existe uma tendência dos clientes por optar em ter a mesma empresa como comercializador e distribuidora. ✓ As tarifas de transmissão e distribuição são reguladas e estão dentro da fatura da comercializadora; ✓ Não existe período mínimo de contrato com a comercializadora, porém, ela pode defini-lo no contrato; ✓ Existe uma bolsa de energia com leilões diários.
<p>Espanha</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Os medidores foram trocados de forma gradativa na Espanha, porém, isso não impediu a liberalização do setor elétrico; ✓ A distribuidora é dona dos medidores, sendo que os clientes pagam um "aluguel" pela sua utilização. Esse aluguel se dá por meio de uma tarifa regulada dentro da fatura da comercializadora. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Todas as questões comerciais (qualidade, leitura, corte) são responsabilidades da distribuidora; ✓ Assim como em Portugal, existe a figura do Comercializador de último recurso, entre suas atribuições destacam-se: <ol style="list-style-type: none"> 1. Suprir clientes vulneráveis, por meio da Tarifa de último recurso (regulada); 2. Suprir clientes (independente da tensão) que o comercializador tenha sido suspenso ou entrado em estado de falência.

Abertura de Mercado

<i>País</i>	<i>Medidor e fatura</i>	<i>Pontos de atenção</i>
<i>Reino Unido</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Diferente dos outros países, os medidores são da comercializadora varejista que é remunerada pelo medidor na sua fatura. ✓ Os medidores ainda são em grande parte analógicos, porém, a comercializadora deve oferecer aos seus clientes o medidor Inteligente até 2021. ✓ Somente a comercializadora emite fatura, a distribuidora é remunerada por meio de tarifa dentro dessa fatura. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Há grande resistência dos consumidores quanto aos medidores inteligentes; ✓ Existe a figura do Supridor de Última Instância, que atende cliente com comercializador impedido de atuar. O SUI pode ser qualquer comercializador e é indicado pelo órgão regulador. ✓ o pré-pagamento é uma realidade no Reino Unido, podendo ser realizado via aplicativo ou em diferentes tipos de lojas de conveniência

4. Propostas EDP

4.1 Condições para a Completa Abertura do Mercado

Em virtude dos benefícios da liberalização de mercado, a EDP apoia a completa abertura, inclusive contemplando os consumidores de baixa tensão. É importante ressaltar, contudo, que o cronograma de abertura deve evoluir conforme a observação de condições específicas, pré-requisitos, para que a transição ocorra de forma a minimizar prejuízos econômicos e de fluxo de caixa a qualquer dos agentes envolvidos.

Nesse sentido, a estabilidade da abertura do mercado livre dependerá muito mais da forma como o mercado estiver estruturado do que do número de unidades consumidoras que podem migrar. Desta maneira, algumas medidas devem ser implementadas, a fim de garantir robustez

e estabilidade ao setor elétrico e permitir elegibilidade para todas as unidades consumidoras.

A ordem cronológica de implementação de tais medidas deve ocorrer em fases, de curto (1 ano), médio (2 a 3 anos) e longo prazo (5 anos), as quais podem ser resumidas da seguinte maneira:

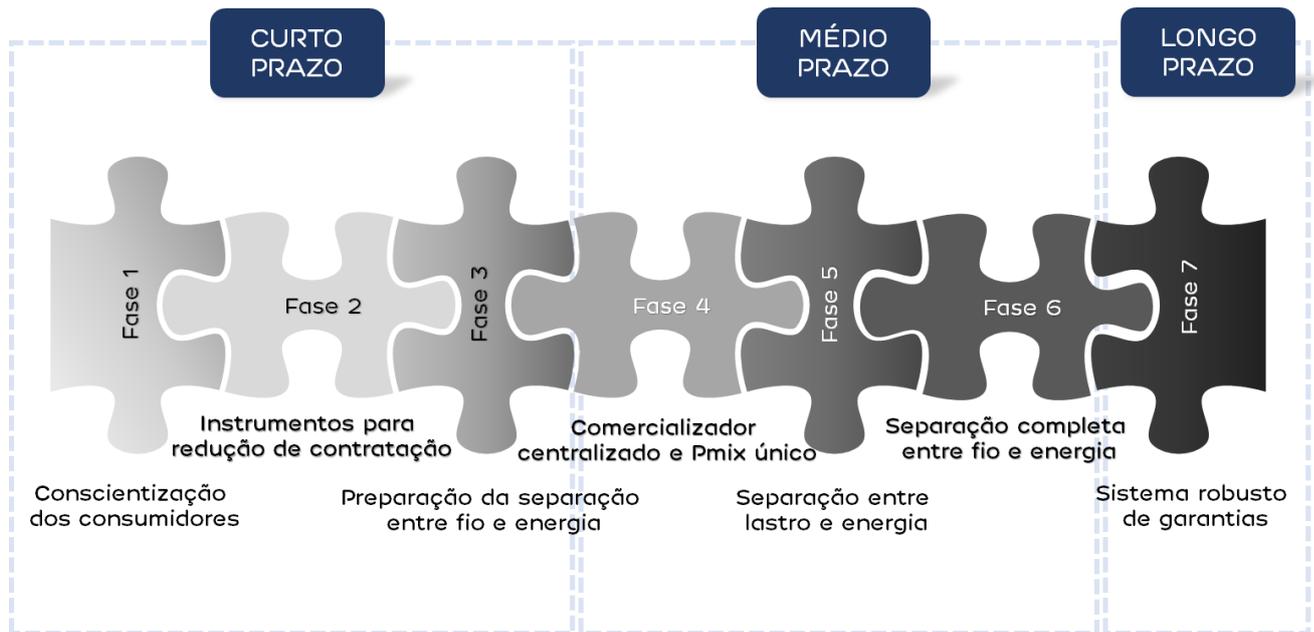


Figura 8 – Cronograma de medidas para a completa abertura de mercado

Cada fase é tratada a seguir.

4.1.1 Conscientização dos consumidores sobre o mercado livre

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 ACL.

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.

Abertura de Mercado

Nos Estados Unidos, por exemplo, a abertura do mercado foi precedida de campanhas de marketing, sendo os custos repassados aos consumidores finais por meio da tarifa da distribuidora. Mediante solicitação dos Estados, as distribuidoras eram as responsáveis pelas campanhas publicitárias. O objetivo era introduzir o funcionamento do ambiente livre de contratação, novas obrigações, riscos envolvidos na migração, sintetizando as principais escolhas que cada consumidor individualmente teria que fazer.

A EDP propõe que sejam realizadas campanhas para a conscientização dos consumidores sobre as características do Mercado Livre.

4.1.2 Flexibilização dos instrumentos das distribuidoras para reduzir a contratação de energia

Pelo regulamento vigente, as distribuidoras são obrigadas a contratar a energia necessária para o atendimento de 100% da carga esperada dos consumidores com até 6 anos de antecedência através de leilões regulados.

Devido ao risco que representa a contratação em longo prazo dada a incerteza da carga, a distribuidora pode repassar ao consumidor, via Reajuste ou Revisão Tarifaria, até o 105% do nível de contratação do ano civil, mais sobra involuntária caso esta vier a existir. Sobras acima de 105% que forem voluntárias são um risco assumido pela distribuidora. Se a ausência de chuvas promove uma seca severa, o PLD eleva-se e são observadas margens positivas com a sobrecontratação. Por outro lado, quando há chuvas abundantes, o PLD reduz-se e são observadas margens negativas com a sobrecontratação.

De acordo com a regulamentação vigente, no curto prazo as distribuidoras devem administrar seus portfólios de contratos, dispondo dos seguintes instrumentos:

- Elevação do nível de contratação: Por meio da contratação nos Leilões de Energia Existente, além daqueles considerados de

Ajuste, e também por meio de participações nos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD's, com declaração de déficit;

- Redução do nível de contratação: Por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR's de Energia Existente, com redução anual de até 4% do volume contratado com justificativas baseadas nas variações de mercado, declarações nos leilões A-1 e A-2 menores que o Montante de Reposição, redução por migração de consumidores convencionais ao Ambiente de Contratação Livre – ACL, acordos bilaterais e participação no Mecanismo de Venda de Excedente e no MCSD de Energia Nova com declaração de sobras.

Ocorre que fatores alheios à capacidade de gestão das empresas de distribuição podem determinar sub ou sobrecontratações relevantes, expondo-as ao risco não por elas gerenciável. Entre os principais eventos que tiveram maior impacto no nível de contratação e risco associados podemos destacar:

- i. Criação e alocação de Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) em 2013 (Lei 12.783/2013); que não podem ser reduzidos através dos mecanismos de gerenciamento de nível de contratação
- ii. Alocação assimétrica de encargos no ACR e no ACL (Conta ACR, finalizada em 2019).
- iii. Alocação de Risco Hidrológico dos contratos Itaipu, CCGF e usinas repactuadas

Em prol da racionalidade econômica, se há um risco associado a um benefício sistêmico, esse risco deve ser alocado a todos os consumidores.

No caso da sobrecontratação, o risco refere-se a contratos de longo prazo que garantem a expansão do sistema e dão confiabilidade à operação. A Conta ACR, por exemplo, foi criada para pagar as termoelétricas em 2014, as quais garantiram segurança energética. Contudo, o custo foi atribuído tão somente aos consumidores do ACR.

Abertura de Mercado

Esse fato, inclusive, incentivou a migração de unidades consumidoras ao mercado livre, de sorte que restaram os custos para os clientes remanescentes.

A alocação assimétrica de riscos sistêmicos entre o mercado livre e o mercado regulado não pode prosperar, uma vez que isso promove incentivos perversos à migração, caracterizando subsídios cruzados.

A EDP defende que, além da sobrecontratação involuntária, todos os riscos sistêmicos e os encargos setoriais sejam alocados de forma isonômica a todos os consumidores, independentemente da opção pelo mercado regulado ou mercado livre.

A solução sustentável é a criação de um ente centralizador de contratos, conforme explicitado na seção 4.1.4. No curto prazo, porém, algumas medidas devem ser iniciadas, uma vez que os atuais instrumentos de mitigação da sobrecontratação são limitados e as regras de aplicação são imprecisas¹, constituindo ponto de elevado risco para as distribuidoras, em especial, ao longo do caminho para a completa abertura de mercado.

Importante ressaltar que a redução do limite para migração ao mercado livre proposta pelo MME na CP077/2019 já seria suficiente para tornar as distribuidoras sobrecontratadas acima de 105%. Para a EDP SP, por exemplo, a potencial migração representaria 11% dos contratos vigentes.

Nesse sentido, propõem-se as seguintes medidas de curto prazo:

¹ Conforme declaração da diretoria da ANEEL na reunião pública do dia 06/ago/2019, a “não participação no MCSD não fecha 100% o critério de voluntariedade na sobrecontratação”. Fechamento no ano civil, embora alguns diretores tenham aprovado no ano civil em processos anteriores. Nessa mesma reunião, a Superintendência de Gestão de Tarifas (SGT) expôs que os conceitos de sobrecontratação voluntária e involuntária “ainda precisam ser discutidos”.

- i. Definição da regra de sobrecontratação involuntária que está em avaliação pela Aneel desde 2016 e que tem um impacto direto no gerenciamento do portfólio de energia das distribuidoras. Desde que o repasse do resultado da sobrecontratação, assim como a estratégia de participação no MVE dependem da definição de involuntariedade, é fundamental a definição de uma regra neste quesito que permita às distribuidoras reduzir o cenário de incertezas ao qual elas se enfrentam,
- ii. Alteração da regra de alocação de quotas Itaipu (e consequentemente do risco hidrológico associado a essas usinas), reduzindo a obrigatoriedade de contratação integral pelo ACR;
- iii. Sinalização por parte das autoridades competentes em relação à renegociação do Anexo C da usina Itaipu que deve ser revisto em 2023, sendo que o resultado tem um impacto significativo no nível de contratação das distribuidoras assim como a estratégia de declaração de necessidades nos leilões de Energia Nova;
- iv. Maior flexibilidade nos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras visando a futura abertura de mercado e o gerenciamento do risco de sobrecontratação.

Em suma, a EDP propõe maior flexibilização quanto à gestão do montante de energia contratada pelas distribuidoras.

4.1.3 Preparação da separação das atividades de energia

A proposta da abertura do mercado ao ambiente livre e da designação de representação dos pequenos consumidores pela comercializadora varejista, iniciada na CP033 e continuada nas CP076 e CP077 do MME, estão em linha com a separação das atividades de fio e energia. No entanto, o regramento vigente a respeito das exigências do sistema de medição para consumidores que migram ao ACL carece de simplificação.

Abertura de Mercado

Pelo regramento vigente, exige-se que o consumidor livre tenha medidor bidirecional e com algoritmo interno de perdas². Medidores de alta e média tensão do cativo não possuem essas características, de forma que, quando da migração, os próprios consumidores arcam com a troca do medidor. Segundo levantamento interno da EDP, somente a substituição do sistema de medição pode custar cerca de R\$ 15 mil, podendo atingir até R\$ 300 mil nos casos em que a distribuidora solicita outras adequações/obras no local de instalação do medidor.

Tal investimento inviabilizaria a migração massiva de consumidores cativos para o mercado livre, em especial, aqueles de baixo poder aquisitivo. Desse modo, a manutenção do regramento atual significaria limitar a opção pelo mercado livre somente àqueles com condições financeiras de pagar pelo sistema de medição mais sofisticado.

Ao mesmo tempo, não seria adequado impor que o sistema de medição deva ser inteiramente substituído para se dar início à abertura de mercado. Em nenhum país investigado, a troca da medição foi um condicionante.

A proposta da EDP é de simplificação do sistema de medição:

- i. Retirada da obrigatoriedade de medidores bidirecionais para consumidores livres, sendo exigidos apenas para autoprodutores, produtores independentes e geração distribuída;
- ii. Cálculo de perdas técnicas do transformador por diferença (como proposto na Audiência Pública 028/2018, 2ª fase) ou manutenção dos *flags* dispostos na Resolução nº 414/2010, quais sejam de 1% nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV e de 2,5% nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV.

Desse modo, o sistema de medição não precisaria ser trocado em massa em uma janela temporal curta, o que oneraria as tarifas dos

² O PdC nº 1.6 da CCEE determina que sistema de medição do cliente do varejista seja igual ao do consumidor livre. No Módulo 5 do Prodist, há as especificações quanto ao sistema de medição do consumidor livre.

consumidores. Certamente, a substituição por redes e equipamentos inteligentes é necessária e trará inúmeras possibilidades de novos produtos e maior gestão da conta de energia para o consumidor. No entanto, pretende-se desvincular a abertura do mercado à troca do parque. A abertura pode ocorrer antes, deixando a substituição de redes e equipamentos um critério das distribuidoras de acordo com as características de sua área de concessão.

A EDP sugere que o sistema de medição não seja substituído por causa da abertura do mercado livre, sendo possível conciliar o atual parque de ativos com regras mais simplificadas no curto prazo.

Além do sistema de medição, será preciso revisitar o regramento do *netmetering* para mini e microgeração distribuída ainda no curto prazo. Atualmente, os prosumidores (consumidores que geram energia no local e pagam apenas pela energia líquida consumida) não podem ser representados por varejistas. De acordo com a regra vigente, devem compor o mercado cativo das distribuidoras e, caso gerem energia além da consumida, possuem direito a um crédito, que pode ser abatido de suas faturas por até 5 anos.

A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Com a redução dos limites para se tornar um consumidor livre, cada vez mais se torna atrativa a migração dos prosumidores, uma vez que poderiam negociar livremente a forma de contratação juntamente com seu varejista.

Em diversos países, como Portugal, Espanha, Alemanha, Suécia e Colômbia, os prosumidores podem ser representados pelos varejistas e, no caso de energia excedente, essa pode ser vendida ao seu varejista. Em países como Portugal, o preço da energia corresponde a

Abertura de Mercado

90% do preço médio da bolsa de energia, mas essa não é a única forma. A livre negociação entre as partes pode trazer mais flexibilidade ao mercado.

A EDP propõe que o netmetering seja extinto e os mini e microgeradores distribuídos possam ser representados pelos varejistas, com a venda do excedente líquido livremente negociada.

Adicionalmente, com esses incentivos, é possível que a curva de adesão à mini e microgeração distribuída, que já está exponencial, se acelere ainda mais, tornando a atual estrutura tarifária das distribuidoras insustentável.

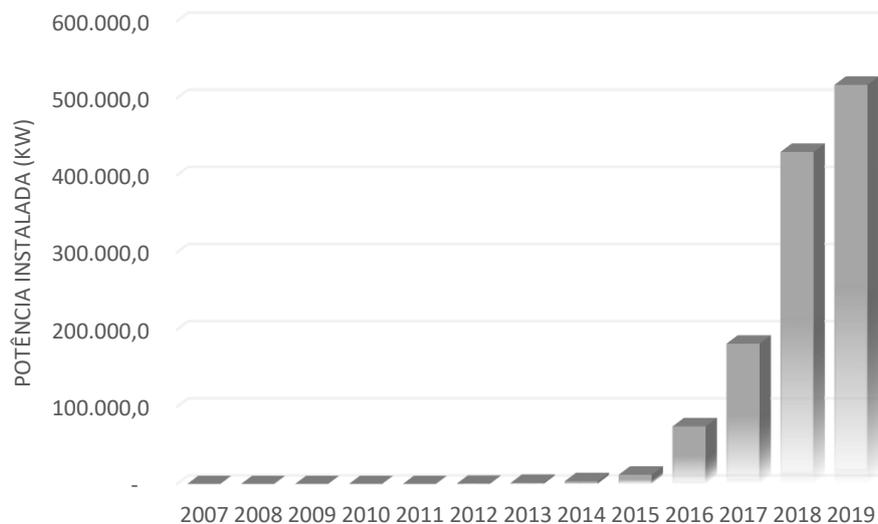


Figura 9 – Evolução da mini e microgeração distribuída – até ago/2019

Fonte: ANEEL.

Essa tendência de crescimento representará uma significativa redução de mercado consumidor às distribuidoras, gerando dois efeitos:

- Acentuação da sobrecontratação;
- Não cobertura dos custos das distribuidoras.

O primeiro efeito deve ser mitigado mediante maior flexibilidade na gestão da energia, conforme seção 4.1.2. O segundo efeito está

atrelado à tarifa volumétrica (R\$/MWh), a qual vincula a cobertura dos custos das redes de distribuição ao crescimento de mercado.

A EDP propõe que, no curto prazo, seja definida uma tarifa binômica, conforme o trabalho desenvolvido no âmbito do projeto de P&D Tarifa Moderna, junto ao IABRADEE.

Há duas alternativas a serem consideradas para o curto prazo, sendo a primeira delas uma estimativa da demanda a partir dos dados de consumo e a curva de carga da classe (residencial, industrial, comercial, etc.) e a segunda, uma recalibragem do atual consumo mínimo, elevando a parcela fixa. Ambas as alternativas devem ter diferenciação por faixa de consumo, com vistas a não penalizar os pequenos consumidores. É importante que a tarifa binômica seja uma possibilidade para as distribuidoras já no ano de 2020.

4.1.4 Estabelecimento de Pmix único e da comercializadora de última instância

A médio prazo, entende-se ser razoável a determinação de Pmix único.

Em decorrência dos limitados mecanismos de gestão permitidos aos agentes de distribuição nos processos de contratação, as distribuidoras contam, atualmente, com uma participação praticamente aleatória para cada tipo de contrato de energia. Ocorre, entretanto, que cada tipo de contrato, para além de um risco financeiro associado a diferentes indexadores, conta com mecanismos diferenciados de gestão de volume de energia (risco de sub ou sobrecontratação).

Por exemplo, as Cotas e os Contratos de Energia Nova por Quantidade foram formalizados com indexação a IPCA, enquanto os contratos da energia de Itaipu são indexados a dólar e os Contratos de Energia Nova por Disponibilidade contam com a indexação a combustível e a dólar.

Conclui-se, portanto, que o acaso foi determinante nos riscos associados aos atuais portfólios de compra de energia das distribuidoras. Ademais, não há registro de benefícios sistêmicos

Abertura de Mercado

trazidos ao setor elétrico. Ao contrário, os atuais portfólios de compra de energia submetem as distribuidoras a diferentes níveis de riscos não gerenciáveis, como a exposição à variação do dólar (no caso da energia contratada com Itaipu) e o risco hidrológico (decorrente da energia das usinas cotistas, Itaipu e contratos repactuados), somados a atrasos dos projetos de geração (no caso da energia oriunda dos CCEARs), etc.

Dessa maneira, com a ausência de benefício econômico, não há que ser preservada a manutenção dos diferentes tipos de contratos nos portfólios de energia entre as distribuidoras, até porque o mecanismo atual promove distorções entre as concessões e entre os consumidores finais, atribuindo custos e riscos não gerenciáveis aos agentes de mercado.

Nesse contexto, a EDP entende que a adoção de um Pmix unificado, com operações centralizadas, promoverá simplicidade e eficiência alocativa.

Deverá ser criado um agente responsável pela centralização e gestão dos contratos, com Pmix único, que se responsabilizaria por dar liquidez à energia do mercado regulado:

- Cada distribuidora (D1, D2, ... DN) informa déficits e sobras ao agente centralizador, que realiza um processamento semelhante ao MCS D atual, em intervalos que podem ser inferiores ao mensal, e acordo com os períodos de comercialização e de variação do preço.
- Na hipótese de excesso ou déficit entre as distribuidoras, o agente centralizador poderá comercializar energia para o mercado, via leilões, comprando ou vendendo energia de comercializadoras (C1, C2, ... CM) ou geradoras (G1, G2, ... GW).

Enquanto o centralizador de contratos auxiliaria na gestão dos contratos legados das distribuidoras, a comercializadora de última instância seria responsável por acomodar todas as unidades consumidoras que não optarem pela migração para o mercado livre. De forma simplificada, o centralizador retira a energia da distribuidora e a comercializadora de última instância retira o próprio cliente.

Com a abertura total do mercado, o consumidor será elegível e poderá firmar um contrato de compra de energia com qualquer varejista. Contudo, caso não haja interesse por parte de nenhuma varejista, o consumidor será atendido pela comercializadora de última instância correspondente à sua região. Em um primeiro momento, deve ser a empresa operadora de fio, havendo a desverticalização no futuro próximo, para que não haja severa ruptura junto ao consumidor final. Constituir-se-á em uma atividade regulada pela ANEEL, com tarifa regulada e sujeita às revisões e reajustes tarifários.

Durante o período de transição, como o mercado experimentará uma significativa quantidade de migrações, promovendo oscilações de difícil previsão com relação ao seu tamanho, e considerando também que os contratos de energia das distribuidoras já estarão alocados no agente centralizador, é de todo prudente que a projeção de carga dos comercializadoras de última instância seja realizada a partir de um único agente, a fim de minimizar a propagação de erros.

Em um segundo momento, considerando o adequado funcionamento do setor elétrico, incluindo as atividades de gestão do serviço fio e gestão da compra de energia elétrica completamente separadas, deve ser considerada a possibilidade de uma comercializadora de última instância por grandes regiões e, no limite, uma nacional.

Ressalta-se que a comercializadora de última instância será acionada somente nos casos em que o consumidor não quiser ir para o mercado livre ou for recusado por todas as comercializadoras varejistas.

Nos casos em que o varejista que representava o consumidor saiu do mercado ou decretou falência, esse consumidor pode migrar temporariamente para outro varejista com menor carteira e maior quantidade de energia contratada, tendo 6 meses para sair e sujeito ao pagamento de um prêmio para o varejista que o acomodou. Todo consumidor deve poder escolher sua varejista, inclusive os consumidores de baixa renda, moradores em comunidades quilombolas, subnormais, etc.

Abertura de Mercado

A comercializadora de última instância poderá cobrar uma tarifa diferenciada de seus consumidores.

4.1.5 Separação entre lastro e energia

Para que os importantes passos em direção à maior liberalização do mercado de energia ocorram com maximização da criação de valor é necessário a sinalização e encaminhamento de modelos que garantam a expansão e confiabilidade da oferta de energia, hoje à cargo quase exclusivamente do mercado cativo.

Conforme apontado pelo MME na CP 33/2017, a separação entre lastro e energia se apresenta como uma solução que poderá complementar as medidas de abertura do mercado livre, uma vez que compartilha a responsabilidade pela remuneração da segurança energética entre todas as classes de consumidores, além de criar mecanismos para permitir a contratação ótima e multi-objetiva.

Além da desejável separação entre fio e energia, há que se considerar a importância da expansão ótima da matriz elétrica, com o reconhecimento dos atributos das fontes a serem contratadas, como confiabilidade energética em momentos de escassez, operação eficiente e econômica no horário de ponta do sistema, balanceamento da intermitência das fontes não-despacháveis, entre outros.

No Brasil, o modelo do setor elétrico estabelece quatro mecanismos distintos para a expansão da oferta:

- i. Contratação de Lastro: Obrigatoriedade de contratação de lastro para toda a venda ou consumo de energia, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio dos contratos de energia, de modo que toda a energia negociada ou consumida no mercado seja lastreada na garantia física de usinas. A obrigação é atrelada à cobrança de penalidade por insuficiência de lastro de energia, o que eleva o preço dos contratos de energia em função do custo do lastro (oferta e demanda por lastro);
- ii. Subsídio nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): O desconto

homologado na TUST/TUSD para fontes renováveis de energia pode ser considerado um mecanismo de incentivo à expansão do parque gerador, uma vez que permite ao gerador reduzir o custo de transporte no ACR e ACL (parcela gerador) e vender a energia a um preço mais elevado no ACL (parcela consumo). Os custos dos subsídios são repassados nos faturamentos mensais dos consumidores do ACR e ACL, através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);

- iii. Energia de Reserva: a contratação de energia de reserva é outro mecanismo de adequação do suprimento, que permite ao governo contratar a capacidade adicional para o sistema, conforme sua avaliação, cujos custos, também, repassados nos faturamentos mensais dos consumidores do ACR e ACL, via Encargo de Energia de Reserva (EER).
- iv. Leilões de Energia: por último, os Leilões de Energia Nova do ACR, alguns com parcela de energia disponibilizadas ao ACL, se caracterizam como os principais instrumentos de contratação de capacidade para o sistema. Os Leilões de Energia Nova (LEN) contam com três formas de incentivo para novos investimentos: (a) Contrato de longo prazo (até 35 anos) indexados ao IPCA e com anuidade de recebíveis, o que facilita a financiabilidade; (b) Preço-teto dos leilões – que pode ser dimensionado para atrair novos investimentos; e (c) Pulverização de riscos no mercado regulado (riscos de submercado, de despacho, hidrológico, etc.), que atrai investimentos e reduz o preço final.

Esses diferentes mecanismos de expansão atraíram investimentos para o setor elétrico ao longo da última década, assegurando a expansão do parque gerador. Contudo, observa-se que estes mecanismos podem ser aprimorados, adequando a definição dos tipos de fontes a serem expandidas, intensificando os sinais de preço da energia e a busca por eficiência econômica.

Por exemplo, a segurança energética proporcionada pelas termoelétricas tem sido suportada pelas classes de consumidores do Ambiente de Contratação Regulado. Assim, não obstante a confiabilidade do sistema nos períodos de escassez hídrica

Abertura de Mercado

caracterizar um benefício sistêmico, apenas os consumidores do ACR pagam por ele, o que demonstra ausência das condições isonômicas apregoadas pela regulamentação e contratos de concessão.

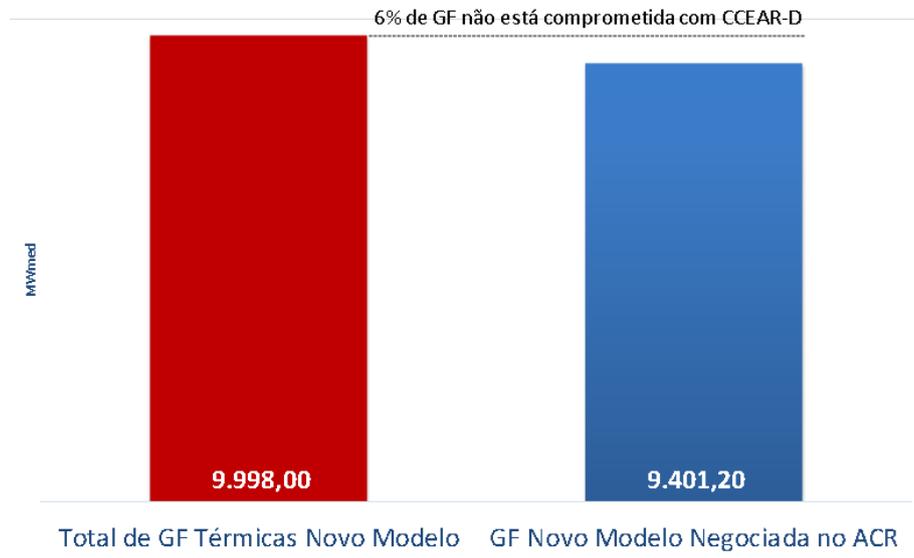


Figura 10 - Percentual de GF de Térmicas comprometidas com CCEAR-D

No que se refere a riscos e alocação de custos, todas as classes de consumidores conectados ao sistema deveriam contribuir para a disponibilidade da capacidade termoelétrica, uma vez que esta promove a necessária confiabilidade a todo o sistema.

Em contrapartida, as unidades consumidoras atendidas pelo ACL, incluindo as classificadas como especiais, não são obrigadas a adquirir lastro e energia com antecedência e por longo prazo, podendo lançar mão, exclusivamente, do mercado de curto prazo, uma vez que não é previsto um mecanismo para que as unidades consumidoras que optam pelo ACL contribuam, com justiça, de forma sustentável com a expansão da oferta.

Resta demonstrado que a expansão do Mercado Livre nas mudanças a serem implementadas pelo setor elétrico, demanda uma arquitetura setorial que promova a expansão da oferta com a participação efetiva de todos os agentes.

O mecanismo atual de expansão da oferta é baseado na contratação antecipada das distribuidoras nos leilões regulados, de maneira a garantir o fornecimento de energia aos consumidores do ACR. Com a expansão do ACL, este mecanismo tende a se mostrar incapaz de garantir a expansão da oferta de maneira sustentável. Com efeito, conforme já mencionado, torna-se necessária a evolução para um modelo que possibilite que a expansão necessária seja custeada de forma isonômica por todas as classes de consumidores.

Neste contexto, a isonomia deve ser argumentada sob a ótica de que a disponibilidade da usina promove confiabilidade sistêmica para um insumo essencial, cuja energia produzida proporcionará, para além de atender às necessidades individuais dos consumidores, a continuidade da atividade econômica do país.

Consequentemente, a distinção entre o valor da confiabilidade e o valor da energia permitirá garantir uma alocação consistente de custos e riscos, bem como a expansão da oferta respeitando as fontes adequadas ao atendimento das necessidades sistêmicas.

O resultado dessa modalidade de contratação se resume a dois produtos:

- Lastro: Remuneração das usinas que atendem adequadamente às necessidades sistêmicas;
- Energia: Receita diretamente vinculada à produção, com riscos de volume e preço gerenciados pelos agentes.

Quanto ao produto "Energia", relevante destacar, que sua comercialização deve ser de responsabilidade dos agentes do mercado, valorado a preços livremente negociados. Neste contexto, a formação de preços a ser definida se constituirá de vital importância para que o mercado de "Energia" perceba os sinais adequados para se desenvolver, estabilizando as receitas de novos projetos de geração.

Para o agente gerador, a remuneração pelo "lastro", que deve contar como contrapartida um compromisso de entrega para garantir a confiabilidade do sistema, representará o primeiro dos fluxos de caixa a ser capturado pelo agente na estrutura de sua remuneração total.

Abertura de Mercado

O Lastro de uma usina deve refletir a sua capacidade de produzir energia na forma e local considerados adequados para o funcionamento do sistema elétrico, com segurança e confiabilidade.

Em sistemas mais complexos, o lastro é utilizado para garantir a oferta de energia adequada à operação estável do sistema elétrico, por exemplo provendo respostas rápidas em localidades com elevado número de usinas intermitentes, controle de tensão, reserva operativa, entre outros.

Dessa forma, a contratação de confiabilidade é uma ferramenta fundamental para a adequabilidade do suprimento de energia do sistema, ou seja, garantir investimentos em nova capacidade instalada de forma que oferta e demanda atinjam o equilíbrio no ponto onde o critério de segurança de suprimento é requerido.

Os aspectos desejáveis para a adequabilidade do suprimento podem ser obtidos por meio da:

- Garantia de suprimento: o lastro é contratado de maneira a garantir que a capacidade estrutural de suprimento de energia será maior ou igual à demanda;
- Garantia de tempo ótimo para construção: o produto lastro é negociado anos à frente em um leilão centralizado, para permitir a construção de nova capacidade a tempo de atender a demanda;
- Garantia de mix ótimo: a precificação do produto lastro leva em consideração os diferentes atributos das fontes, como por exemplo a capacidade de despacho, variabilidade da produção, atendimento à ponta, etc.

A Figura 11 mostra os riscos do modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro que se deseja endereçar com a adoção da contratação de confiabilidade/capacidade. Contudo, a implementação de novas medidas vem acompanhada de novos riscos, ilustrados na Figura 12.

Riscos modelo atual	Endereçamento do risco com a separação de lastro e energia
<ul style="list-style-type: none"> • Falta de capacidade de energia nos momentos críticos (de escassez) 	<ul style="list-style-type: none"> • Com os contratos de capacidade, modelo garante o suprimento em momentos críticos
<ul style="list-style-type: none"> • Remuneração reduzida e inconstante a geradores que atuam majoritariamente em momentos de escassez 	<ul style="list-style-type: none"> • Com a remuneração do lastro, geradores que atuam majoritariamente em momentos de escassez possuem uma parcela de renda independente do despacho
<ul style="list-style-type: none"> • Maior contribuição ao ACR do que do ACL à expansão de capacidade, devido à oferta de contratos de longo prazo ser mais adequada para o ACR do que para o ACL 	<ul style="list-style-type: none"> • A contratação apenas de lastro garante a contribuição equilibrada do ACR e ACL para a segurança de suprimento, pois os custos são rateados entre todos os consumidores
<ul style="list-style-type: none"> • Redução da energia disponível para trading • Como os contratos de suprimento requerem o respaldo de garantia física, agentes financeiros têm participação limitada no mercado, reduzindo a competição e a flexibilidade dos contratos 	<ul style="list-style-type: none"> • Sem a exigência do lastro em contratos de suprimento, agentes financeiros podem atuar livremente
<ul style="list-style-type: none"> • Contaminação cruzada entre preço de energia e preço do lastro 	<ul style="list-style-type: none"> • Transparência no preço do lastro
<ul style="list-style-type: none"> • Decisões do regulador impactam diretamente exposição ao risco 	<ul style="list-style-type: none"> • Parcela menor da remuneração associada aos contratos regulados de lastro

Figura 11 – Riscos a serem endereçados pela separação lastro e energia

Implementação	<ul style="list-style-type: none"> • Separação de lastro e energia levaria a grandes alterações no modelo atual, sendo necessário definir de forma clara as diretrizes para sua implementação, incluindo pontos como: o que é o produto lastro, obrigações, mecanismo de compra, remuneração e penalidades
Transição	<ul style="list-style-type: none"> • Durante a transição, haverá contratos no modelo atual, e é preciso desenhar modelo que reduza risco de judicialização <ul style="list-style-type: none"> • <i>Uma opção é modelo com a transição para novo modelo sendo opcional, assim como é feito em outros países</i>
Mecanismo de incentivos/penalidades	<ul style="list-style-type: none"> • Para garantir que haja suprimento nos momentos críticos, devem ser definidos mecanismos de garantia (penalidades). Definição cuidadosa desses mecanismos é fundamental: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Penalidades muito baixas não incentivam o cumprimento dos contratos</i> • <i>Penalidades muito altas podem tornar os riscos aos geradores muito elevados, reduzindo a atratividade do mercado</i>
Precificação	<ul style="list-style-type: none"> • Precificação do produto lastro deve ser realizada de forma que forneça adequada remuneração, seja atrativa mas não resulte em preços de energia mais elevados: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Preços devem ser atrativos o suficiente para incentivar novos investimentos necessários, sem gerar altos custos</i>
Financiabilidade	<ul style="list-style-type: none"> • A separação entre lastro e energia não soluciona a financiabilidade da geração no Brasil <ul style="list-style-type: none"> • <i>A contribuição do lastro pode ser inferior à necessidade total de remuneração que um projeto necessita para se viabilizar</i> • <i>Como o único recebível de longo prazo desse modelo seria a receita com o lastro, é possível que os bancos tenham alguma resistência em financiar</i>
Captura do agente regulador	<ul style="list-style-type: none"> • Há risco de captura do agente contratante de lastro por lobbies setoriais, o que poderia beneficiar determinados setores em detrimento do mercado como um todo

Figura 12 – Novos riscos que devem ser observados ao longo da implementação da separação entre lastro e energia

Abertura de Mercado

Para que os importantes passos em direção à maior liberalização do mercado de energia ocorram com maximização da criação de valor são necessários a sinalização e o encaminhamento de modelos que garantam a expansão e confiabilidade da oferta de energia.

É importante uma sinalização do MME, ANEEL e demais órgãos competentes para agilizar as discussões relacionadas à Separação de Lastro & Energia/Mercado de Capacidade, permitindo a correta alocação de riscos entre Ambientes de Contratação.

4.1.6 Separação completa das atividades fio e energia

A completa separação das atividades deve ser antecedida da definição clara dos papéis dos agentes e da operacionalização das faturas. Mais precisamente, sem esgotar o tema, entende-se que devem ser tratados os seguintes aspectos:

- Fatura única e corte do consumidor inadimplente
- Padrão para fatura e recebimento de dados em todo o país
- Regras de acesso aos dados de medição
- Adequação da liquidação aos lotes de leitura

No sistema de faturamento único, a distribuidora continuaria sendo responsável (e remunerada) pelas atividades de medição e repasse dos dados para os comercializadores. Estes últimos seriam responsáveis pelo serviço de faturamento da sua carteira de clientes, atividade essa que contemplaria as obrigações perante toda a cadeia de fornecimento de energia elétrica: fio, encargos, impostos, tarifa de energia, etc.

Conhecido qualquer tipo de inadimplência do faturamento, esta deve ser assumida pela comercializadora que poderá, em último caso, solicitar à distribuidora local a suspensão do fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora.

No caso de consumidores livres (Grupo A), a CCEE especifica prazos específicos para o corte. Atualmente, para o Grupo B, a distribuidora

nem sempre faz uso dos prazos estipulados nos regramentos, uma vez que há custos com corte e religação após o pagamento que não são totalmente cobertos pelas taxas pagas pelos consumidores.

Nesses casos, a distribuidora opta por postergar o corte e o aloca na rota das equipes da forma menos custosa possível. Por esse motivo, entende-se que a varejista poderia pagar um adicional pelo corte do consumidor na data em que ela desejar, de forma que todo o custo da distribuidora com esse deslocamento seja coberto, já considerando que parte da receita será compartilhada com os consumidores em virtude da modicidade tarifária (na rubrica de "Outras Receitas").

É relevante compreender que os atuais descontos e subsídios concedidos nas tarifas de energia elétrica são inerentes à pessoa física ou jurídica, associada à atividade desenvolvida na unidade consumidora. Consequentemente, é factível que as comprovações necessárias à elegibilidade a tais benefícios sejam por ele apresentadas ao comercializador respectivo, de maneira a garantir, assim, a continuidade da concessão dos benefícios.

Importante que a fatura única seja de responsabilidade da varejista apenas quando o mercado varejista se ampliar. Com o tamanho atual do mercado varejista, essa atividade poderia inviabilizar todo o segmento, na medida em que não há escala e diversificação de risco para que a varejista possa repassar a receita aos demais elos da cadeia.

Adicionalmente, tendo em vista que o varejista atenderá consumidores de diferentes áreas de concessão, é fundamental que haja um padrão para o recebimento de dados e para a emissão da fatura, de forma a otimizar a gestão das informações por parte da varejista.

No que tange às regras de acesso aos dados de medição, entende-se que os dados são do consumidor e não da distribuidora. Portanto, qualquer agente com permissão do consumidor poderá acessar a informação. Para o Grupo A, já existe possibilidade de acesso remoto (atualmente, por parte da CCEE) aos dados de medição, de forma que seria factível um desenho semelhante para os varejistas acessarem os dados de seus consumidores. Para o Grupo B, no entanto, deve ser

Abertura de Mercado

desenvolvida uma ferramenta para se acessar o banco de dados de leitura das distribuidoras, considerando eventuais dificuldades de infraestrutura e telecomunicações.

Até que o parque de medidores seja substituído por *smart meters*, o Grupo B continuará sendo faturado por meio da visita do leiturista ao local, de forma que seu consumo mensal obedecerá ao cronograma dos lotes de leitura de cada distribuidora. Para a contabilização na CCEE, em geral, aplica-se o mês civil. Esse critério deverá ser alterado para o Grupo B, sendo possível realizar a contabilização mês civil somente mediante estimativa do consumo com base no consumo médio diário, com posterior acerto de contas, caso seja necessário.

A EDP defende a fatura única e instituição de padrão para fatura e recebimento de dados em todo o país, além da definição das regras de acesso aos dados de medição e a adequação da liquidação aos lotes de leitura do Grupo B.

Uma vez implementadas todas as medidas descritas acima, restará completa a separação das atividades:

- i. Serviço fio: relacionadas ao planejamento, construção, operação e manutenção das redes de distribuição, além da prestação do serviço de medição e combate às perdas. Responsabilidade: distribuidoras.
- ii. Comercialização de Energia: atividades relacionadas à gestão da compra, venda, gerenciamento, pagamento de encargos, faturamento, etc. Responsabilidade: comercializador de energia regulada ou comercializador varejista.

4.1.7 Sistema robusto de garantias

No longo prazo, seria possível desenvolver um sistema robusto de garantias, de modo a impor aos agentes a obrigatoriedade de aportes com prazos compatíveis e intervalos de mercado proporcionais aos riscos que trazem ao mercado.

O comercializador varejista pode ter em sua carteira clientes com perfis de risco distintos, em número muito elevado, o que pode comprometer sua capacidade de honrar obrigações caso haja inadimplência dos clientes. Esse risco, quando a unidade consumidora está sob a gestão do comercializador varejista, não pode contaminar os demais agentes.

Assim, para assegurar o bom funcionamento das operações na CCEE e proporcionar maior robustez ao fluxo de pagamentos, minimizar riscos jurídicos e evitar prejuízos aos consumidores, é primordial que o regulamento determine que o comercializador varejista possua um agente garantidor que seja responsável pela liquidação de seus compromissos financeiros, para respaldar suas operações.

4.2 Endereçamentos às propostas do MME na CP076 e CP077

4.2.1 Fronteira com varejo

O MME propõe na CP076 uma fronteira entre atacado e varejo, essencial para que um segmento não canibalize o outro. A clara delimitação é um primeiro passo para promover a comercializadora varejista.

A partir de 1º de janeiro de 2020, consumidores com carga inferior ou igual a 1.000 kW deverão ser representados por uma comercializadora varejista. Com relação aos consumidores com carga igual ou inferior a 1.000 kW que atualmente participam do ACL, os quais tenham obtido registro na CCEE antes do Decreto e que não quiserem ser representados pelo varejista, poderão manter sua condição. Porém, caso esses agentes optem por serem representados via varejista e alterar a sua situação original, essa nova opção será de forma irretratável, ou seja, não poderá ser modificada.

Abertura de Mercado

Embora a fronteira estabelecida pelo MME seja coerente, entende-se que as unidades consumidoras com demanda contratada maior que 1.000 kW também possam ser representados pelo comercializador varejista, se assim desejarem.

O MME não mencionou nível de tensão, de forma que se entende que consumidores de qualquer nível de tensão com demanda abaixo de 1.000 kW devam ser representados pela varejista. Atualmente, os medidores do Grupo B não são capazes de medir demanda. Assim, na prática, apenas o Grupo A se enquadraria na proposta do MME. Com a abertura total do mercado, consumidores do Grupo B também deverão obedecer a essa regra.

Adicionalmente, o termo "registro na CCEE" pode gerar dúvidas quanto à exata etapa do processo de adesão do consumidor varejista. Por esse motivo, a proposta da EDP é de que o termo "registro" seja substituído por "registro reconhecido com aprovação do CAAd".

A EDP apoia o estabelecimento da fronteira em 1.000 kW, sendo que consumidores com demanda superior a esse limite podem ter a opção de serem representados pelo varejista. O termo "registro na CCEE" deve ser mais bem especificado.

4.2.2 Abertura de mercado gradual

A motivação do MME com a CP077/2019 é realizar a abertura de mercado. A liberalização do mercado permitiria que os consumidores escolham o tipo de energia, tornando possível a equalização do preço da energia elétrica devido ao aumento da concorrência entre os tipos de energia convencional e incentivada. Ganhos de eficiência também podem ser percebidos, devido ao aumento da competitividade entre esses tipos de fontes de energia, estimulando investimentos em inovação e modernização e aumento da igualdade de acesso dos consumidores ao ACL.

Porém, em complemento ao proposto pelo MME, a EDP defende a redução gradual dos limites para a abertura do mercado, mantendo a velocidade de 500 kW por semestre, a partir de 2.000 kW em janeiro de 2020, até abertura total do Grupo A em julho de 2023. Para o Grupo B, propõe-se que a abertura ocorra em janeiro de 2024.

O cronograma contemplando os seguintes limites de carga para contratação de energia segue abaixo:



Figura 13 – Cronograma de abertura ao mercado livre

Abertura de Mercado

5. Conclusão

As Consultas Públicas em análise constituem o primeiro passo para a liberalização de mercado. Contudo, a EDP entende que deva ser traçado um plano, envolvendo fases de curto, médio e longo prazo, para que a completa abertura ocorra bem estruturada.

Nesse sentido, a EDP pleiteia que:

- No curto prazo:
 - Sejam realizadas campanhas de conscientização dos consumidores sobre o mercado livre;
 - Além da sobrecontratação involuntária, todos os riscos sistêmicos e os encargos setoriais sejam alocados de forma isonômica a todos os consumidores;
 - Haja maior flexibilização quanto à gestão do montante de energia contratada pelas distribuidoras;
 - O sistema de medição do consumidor livre seja simplificado, para evitar que a troca do parque de medidores seja condicionante para a abertura do mercado;
 - O *netmetering* seja extinto e os mini e microgeradores distribuídos possam ser representados pelos varejistas, com a venda do excedente líquido livremente negociada com o varejista;
 - Seja definida uma tarifa binômia.
- No médio prazo:
 - Seja adotado o Pmix unificado, com operações centralizadas;
 - Institua-se a comercializadora de última instância, acionada somente nos casos em que o consumidor não quiser ir para o mercado livre ou for recusado pelas varejistas;
 - Haja a separação entre lastro e energia, com o encaminhamento de modelos que garantam a expansão e confiabilidade na oferta, pagos por todos os agentes;
 - Aplique-se fatura única, com padrão para a fatura e forma de recebimento dos dados enviados pelas distribuidoras às

varejistas, em todo o país, e adequação da liquidação na CCEE para o Grupo B, devido à impossibilidade de se obter dados no mês civil a partir dos medidores atuais devido aos lotes de leitura;

- Ocorra a separação completa entre fio e energia;
- No longo prazo:
 - Desenvolva-se um sistema robusto de garantias.

No que diz respeito aos pontos específicos levantados pelo MME na CP076 e CP077, a EDP solicita que:

- O termo “registro na CCEE” seja mais bem especificado, podendo ser substituído por “registro reconhecido com aprovação do CAd”;
- Haja redução gradual dos limites para a abertura do mercado, mantendo a velocidade de 500 kW por semestre, a partir de 2.000 kW em janeiro de 2020, até abertura total do Grupo A em julho de 2023;
- Para o Grupo B, a abertura se inicie em janeiro de 2024.

6. Referências

NT1. EDP_Expansão do Mercado Livre_CP033_FINAL

NT3 EDP_Elementos Estruturais para o Mercado_CP033_FINAL

Nota Técnica nº 5_2019_CGCE_DGSE_SEE

Nota Técnica nº 6_2019_CGCE_DGSE_SEE

Carta CCEE nº 0623_2019