



EDP – Energias do Brasil

Contribuição à Consulta Pública nº 21/2016:

Questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos.

São Paulo, 02 de dezembro de 2016



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

1	Contextualização	3
2	Informação	5
3	Tarifação	11
4	Usinas Cotistas	14
5	Comercialização de Energia Elétrica	16
6	Contratos legados	26
7	Expansão da Oferta	33
8	Subsídios.....	41
9	Estratégia de ampliação do mercado livre.....	48
10	Conclusão	51



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

1 Contextualização

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Consulta Pública 021/2016, apresentou questões preliminares a serem avaliadas para que a expansão do mercado livre, no contexto do Setor Elétrico Brasileiro, ocorra de maneira sustentável e produza os almejados benefícios para o setor elétrico e para a sociedade brasileira. O objetivo é determinar o conjunto de condições necessárias para a sua expansão, as quais devem estar alinhadas aos princípios da transparência, isonomia, livre iniciativa e da livre concorrência.

O modelo atual prevê decisões centralizadas, culminando com ações judiciais, alocação de riscos desproporcional, expansão que potencializa risco (GSF, sobrecontratação) e, portanto, faz-se necessário equacionar tais questões para o aprimoramento do setor.

Se bem estruturado e implantado, o mercado livre pode ser uma oportunidade para reduzir gastos com energia elétrica uma vez que permite maior flexibilidade e gestão de preferências e riscos, aumenta-se o nível de competição entre agentes de geração e comercialização de energia, o que favorece a maior eficiência econômica no setor elétrico, a produtividade das empresas, a exploração de outras fontes de energia, o uso racional dos recursos energéticos, o que conduz a um setor elétrico capaz de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica que deverá ser a tônica dos próximos anos.

Assim, a introdução do modelo competitivo no setor elétrico mundial apresenta resultados significativamente positivos, quais sejam:

- Avanços tecnológicos na geração de energia;
- Maior controle de custos resultante da entrada do capital privado;
- O acesso aberto à transmissão;
- Melhoria na qualidade dos serviços;
- Sinalização de preços mais adequada, refletindo as condições de mercado;
- A liberdade de escolha para os consumidores;
- Intolerância a subsídios;
- Redução de custos ao consumidor final.

Mesmo que o consumidor não troque de provedor com frequência, essa possibilidade tende a incentivar maior eficiência na contratação (contestabilidade). Pode procurar um produto mais adequado ao seu perfil – tarifa branca e bandeira tarifária, por exemplo, podem ser negociadas.

Para o consumidor que oferece diferentes serviços distribuídos à rede, o livre mercado pode ser a melhor forma de precificar esses serviços corretamente.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Novamente, a possibilidade de troca de provedor muitas vezes é suficiente para que o mercado atinja um equilíbrio competitivo.

É válido pontuar que geradores também oferecem serviços diferenciados como despachabilidade, variabilidade, intermitência. Tem-se, portanto, a necessidade de ter uma precificação justa para o MWh controlável que pode oscilar para compensar as fontes intermitentes. A este segmento enseja-se também o equilíbrio das fontes de geração e a possibilidade de escolha do cliente supridor.

Outro ponto que deve ir ao encontro com a expansão do mercado de contratação livre consiste no aprimoramento do processo de formação do preço da energia elétrica, a fim de que haja maior transparência, estabilidade e previsibilidade, elementos que atenuariam os riscos inerentes à comercialização de energia elétrica.

Para a consecução dessas finalidades, o preço do mercado de curto prazo poderia a ser formado por sistemática de oferta de preços entre os agentes do mercado, devendo observar o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e refletir as expectativas do próprio mercado quanto às variações do valor econômico da energia elétrica.

Trata-se de proposição ampla, que altera de forma substancial o marco regulatório do setor elétrico, constatação que, de plano, remete para uma postura de cautela e análise de suas implicações ao marco regulatório atual do setor.

A proposta tem por motivação acompanhar a mudança tecnológica pela qual passa a indústria de energia elétrica, propiciar maior qualidade ao consumidor, compartilhar os benefícios de concessões já bastante depreciadas entre os Ambientes de Contratação Livre – ACL – e o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e buscar maior competição e eficiência do setor elétrico, gerando modicidade dos preços e sinais econômicos corretos tanto para expansão da oferta quanto da reação de demanda.



2 Informação

Objetivo:

Dar clareza aos consumidores sobre o significado de escolha do fornecedor de energia elétrica com o qual firmará contrato.

2.1 Qual o nível de conhecimento da sociedade sobre as alternativas de fornecimento de energia elétrica e sobre a liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica com o qual firmará contrato de compra?

Entendemos que o nível de conhecimento da sociedade em geral acerca da portabilidade é baixo e a comunicação está a pegar carona em outras campanhas publicitárias já realizadas por empresas de telefonia, financeiras e de planos de saúde, que possuem características de negócio completamente distintas da indústria de energia elétrica, o que vem induzindo a erro o público em geral.

Mesmo entre os consumidores elegíveis existe um grande desconhecimento acerca dos benefícios e riscos a que estão submetidos e da complexidade de se operar no mercado de energia, isto porque na maioria das vezes a energia não é o core business da empresa.

O nível e tipo de informação depende do tamanho e da forma de atuação do consumidor no ACL:

- Consumidor Livre – Atacado
- Consumidor Especial – Varejo
- Demais Consumidores do Grupo A - Varejo
- Consumidores Grupo B - Varejo
- Representação direta na CCEE
- Representação via Comercializador Varejista
- Representação por Agregadores

Para o engajamento do consumidor deve-se ampliar as ações de esclarecimentos à sociedade: por meio da mídia, disponibilização de conteúdo no site da ANEEL/CCEE, realização de workshops setoriais e propaganda. Elaboração de cartilha referente às regras e procedimentos específicos para o mercado livre, divulgação de informações sobre os fornecedores de energia e atentá-lo que a opção envolve risco. E ainda criação de indicadores para avaliar o funcionamento do mercado, disponibilização de informações centralizadas sobre consumo, preços e tarifas. É necessário esclarecer ao público que mesmo que exerça a prerrogativa de trocar de comercializador, os



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica continuarão a ser prestados pelos mesmos concessionários.

Seria importante reforçar ao mercado que, caso deseje conversar sobre a qualidade do fornecimento, deverá procurar o seu distribuidor, por outro lado se o problema for com sua conta de energia elétrica, o comercializador deverá ser procurado.

Segundo o *Princípio das Diretivas de Energia e Gás na Europa*:

O conhecimento das características mais relevantes do mercado é fundamental para o engajamento do consumidor. Este conhecimento deve orientar o consumidor a tomar a decisão adequada, a usar o poder de escolha e as proteções existentes e colher os benefícios de um mercado de varejo de energia liberalizado.

Recomendações do Conselho de Reguladores Europeu (CEER)

- Disponibilização de **checklist** com os itens a serem observados pelos consumidores
- **Acesso fácil e centralizado às informações** de consumo, preços, tarifas de transporte, impostos relacionados à compra de energia
- Informações sobre os **fornecedores de energia** e **produtos** oferecidos
- **Monitoramento** constante de vários **indicadores e métricas** que visam avaliar o funcionamento do mercado e identificar formas de aprimoramento, inclusive com métricas específicas para avaliar o nível de conscientização e confiança no mercado.
 - ✓ Percentual de consumidores que sabem que podem mudar de fornecedor
 - ✓ Percentagem de consumidores que sabem que as distribuidoras são responsáveis pela continuidade do fornecimento e pela medição
 - ✓ Percentagem de consumidores que possuem confiança no mercado de energia
 - ✓ Percentual de troca de fornecedores de energia
 - ✓ Nível de qualidade dos serviços do fornecimento
 - ✓ Nível de reclamação, etc.

A título de exemplo tem-se a análise do histórico de 25 anos de privatização do mercado britânico de gás e energia elétrica, uma das maiores referências mundiais de privatização, cuja motivação principal era de promover a competição no setor de forma a contribuir com a redução de preços da energia.

Caracteriza-se a atuação de dois diferentes mercados: o atacadista e o varejista. A energia produzida e importada é comercializada no mercado atacadista, sendo vendida pelos produtores aos comercializadores e a algumas indústrias energo-intensivas. Os comercializadores, por sua vez, competem entre si no mercado varejista para vender sua energia a todos os tipos de consumidores.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Além de poder escolher a empresa da qual compram energia, os consumidores domésticos ainda podem optar pelo tipo de tarifa e tipo de pagamento que preferem.

No período pós-privatização, o preço da energia no Reino Unido apresentou queda em termos reais de aproximadamente 30%, inicialmente por imposição do regulador no controle de preços e depois pela competição entre os fornecedores de energia. Após 2003, porém, os preços voltaram a subir.

Ao analisar as tarifas pagas pelos consumidores residenciais entre os anos de 2012 e 2014, observou-se uma economia potencial de 14% do valor pago caso houvessem trocado seus fornecedores, seus tipos de tarifa ou mesmo a forma de pagamento das mesmas. Pequenas e médias empresas poderiam também ter-se beneficiado das mesmas movimentações.

Uma vez que o produto físico entregue pelos diferentes fornecedores é o mesmo, o preço deveria ser um dos principais drivers da competição no mercado de energia. Procurou-se entender então, porque os consumidores do mercado varejista não se engajam na busca por melhores preços. Analisou-se também possíveis falhas do mercado atacadista que poderiam influenciar negativamente na competição e robustez do mercado.

Durante os últimos anos, intervenções regulatórias importantes foram feitas pelo regulador do sistema, Ofgem, com o intuito de aumentar a competitividade do mercado varejista.

A venda de planos de energia e gás de porta em porta e em estandes de vendas foram estratégias muito importantes para as seis maiores empresas do setor até o ano de 2011. Porém, muitos consumidores acabavam sendo lesados nestes tipos de abordagem. Estes eram muitas vezes induzidos a comprar pacotes que não precisavam ou optavam por novos pacotes mais caros, por não conseguirem comparar as diferentes estruturas tarifárias usadas pelos diferentes comercializadores.

Em 2009, a Ofgem realizou uma intervenção regulatória publicando termos de conduta que deveriam ser seguidos pelos comercializadores na abordagem de consumidores. Além disso, a pressão social e da mídia fez com que, durante os anos de 2011 e 2012, as vendas de porta em porta fossem suspensas pelas grandes empresas do setor.

Na mesma linha da publicação de 2009, em 2013, outra medida com novas normas de conduta a serem seguidas pelos fornecedores de energia e gás foi introduzida no mercado. O intuito destas normas é também de definir o que é um tratamento justo para com os consumidores, buscando evitar que estes sejam induzidos a comprar produtos e serviços que não precisem, ou mesmo que não entendam.

Em 2014, ocorreu uma das maiores intervenções regulatórias destes últimos anos. Começaram a valer as reformas propostas no Retail Market Review (RMR). Em resumo, estas reformas buscaram implementar opções mais simples de tarifas e informações mais claras para os consumidores.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

O resultado de uma pesquisa de 2015 com 7000 consumidores britânicos mostrou que 72% dos entrevistados, ou nunca trocou de comercializadora, ou não conhecia essa possibilidade, ou mesmo não se lembrava se já havia feito alguma troca.

Ao analisar o comportamento dos consumidores domésticos em relação à diferentes opções de tarifas, observou-se que, atualmente, 70% dos consumidores utilizam a Standart Variation Tariff (SVT). Esta é a tarifa padrão do mercado e permanece com o consumidor até que este opte por mudar para outra modalidade. Entre 2011 e 2014, a receita média destas tarifas para as empresas foi de 10% a 13% superior que a média das outras modalidades tarifárias.

Em relação às diferentes formas de pagamento, observou-se um constante aumento no número de consumidores que prefere pagar com débito automático, contabilizando hoje 57% do total. O pagamento na modalidade crédito, que já foi a preferida nos anos 90, hoje soma apenas 28%. A modalidade mais discutida atualmente é a de pré-pagamento, que representou em 2014 15% dos consumidores. Muitas vezes ela não é uma escolha, normalmente são cobradas em residências nas quais os consumidores apresentam históricos ruins de pagamento e também em residências do tipo estudantil. Os prêmios pagos por estes consumidores normalmente são da mesma ordem das tarifas SVTs na modalidade crédito, porém eles possuem acessos limitados a tarifas mais baixas.

Um outro ponto que merece atenção são os medidores de energia residenciais. Atualmente, eles não são constantemente lidos pelas empresas de energia e muitas vezes as contas vêm com valores aproximados de consumo. A implicação desta política é que os consumidores, na maioria das vezes, não reduzem seu consumo em tempos de altos preços, pois não sabem se seu esforço será medido e resultará numa efetiva redução no valor das contas a pagar.

Como resposta a esse problema, o governo britânico lançou um programa para a troca dos antigos medidores por medidores inteligentes.

Dentre as propostas do RMR, podemos destacar alguns pontos principais: foi sugerida a criação de quatro tarifas padrões de gás e de eletricidade com a mesma estrutura, sendo compostas por uma taxa para o consumo por hora e uma taxa fixa, podendo essa ser zerada. Quanto aos descontos oferecidos, muitas vezes para atrair novos consumidores, ficou estabelecido que as empresas podem dar apenas dois tipos. Um para os planos duais de consumo de energia e gás e outro para quem gerenciar suas contas pela internet.

Analisando os resultados do RMR neste curto período de tempo, tanto o CMA (*Competition and Markets Authority*) quanto a Ofgem entendem que, até o momento, não houve ganho significativo no engajamento dos consumidores. A Ofgem aponta que hoje 67% dos consumidores buscam fazer comparações entre diferentes preços de comercializadoras, antes eles eram 48%. Alguns comercializadores, por outro lado, afirmam que as regras impostas limitam a criação de melhores opções aos consumidores.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Para os pequenos negócios, as barreiras são ainda maiores na questão do engajamento. A falta de transparência em contratos, que não permitem que consumidores entendam quando poderão trocar de comercializadora, limitam a mobilidade deste grupo.

Na visão do CMA, o problema hoje do baixo engajamento dos consumidores domésticos no mercado varejista, está vinculado à posição quase unilateral das grandes empresas de energia no mercado. Estas muitas vezes cobram preços em suas tarifas SVTs acima de valores justificáveis através das diferenças de custos que venham a ter com as outras modalidades de tarifa.

O preço da eletricidade no mercado atacadista representa quase metade dos custos que compõe a tarifa do mercado varejista. Portanto, é essencial que este mercado seja competitivo, que permita segurança energética, que tenha liquidez e que também se expanda alinhado com as políticas de redução de emissões.

2.2 Os consumidores têm clareza de que:

2.2.1 Continuarão sendo atendidos no transporte de energia elétrica, em sua maioria, pelas empresas de distribuição?

Diferentemente da reestruturação e da evolução regulatória e tecnológica do setor de telecomunicações, no setor elétrico os serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica continuam sendo monopólios naturais regulados. Nesse sentido, a liberdade de escolha do consumidor se restringe ao comercializador da parcela relativa à energia elétrica, dado que o prestador dos serviços necessários à que a energia elétrica chegue às instalações elétricas das unidades consumidoras permanecerá o mesmo.

É necessário conscientizar que a troca de fornecedor de energia não implica na melhora da qualidade do serviço de transmissão/distribuição, embora haja benefícios em relação à qualidade do relacionamento comercial com o consumidor. Caso o consumidor esteja insatisfeito com a quantidade de vezes em que o serviço é interrompido, com a migração o consumidor perceberia que não houve qualquer mudança relativa à qualidade de serviço porque a “*migração*” foi somente para um vendedor de energia elétrica, mantida a mesma infraestrutura de distribuição de energia elétrica, frustrando, portanto, a solução para a causa da insatisfação.

2.2.2 Há riscos econômicos e financeiros envolvidos no mercado livre? Escolher o fornecedor da energia elétrica não gera, por si só, reduções nos preços da energia elétrica e alterações na qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica?



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Quanto aos riscos de comercialização no ambiente de contratação livre, os consumidores devem ser esclarecidos, principalmente sobre os seguintes:

Riscos de Volume ou de Demanda: Presentes na incerteza sobre a produção e o consumo de eletricidade. Condições climáticas adversas ou variações no consumo afetam os preços e o montante de volume a ser comercializado.

Riscos de insuficiência de lastro: Corresponde à diferença entre a média dos contratos de compra e a média do consumo para a carga e média de geração ou garantia física somada aos contratos de compra e a média dos contratos de venda para o gerador. Se o balanço não for mantido, os agentes sofrem severas penalizações (exposição anualizada x máximo (VR (ano); PLD Médio (mês) / 12).

Riscos da estratégia de contratação: (distância do início de suprimento e duração dos contratos, nível de exposição ao mercado de curto prazo), sazonalização adotada, flexibilizações contratuais, exposição à diferença de preços entre submercados, perda do desconto na tarifa de transporte (fontes incentivadas), riscos do “momento” da tomada de decisão, indexação.

Riscos de Crédito: (Contraparte) são provenientes da probabilidade do não recebimento de obrigações das contrapartes contratuais.

Riscos Operacionais: perda de prazos, erros de registro, medição e faturamento, indisponibilidade de equipamentos (falhas).

Riscos Legais e Regulatórios: São associados às brechas nas leis ou mudanças nos regulamentos que podem impactar os atores de forma negativa, como a criação de encargos não previstos ou brechas para quebra de contratos.

A ideia de consumo de qualquer modo sem assunção de risco não pode prosperar. Além disso, o acesso ao mercado livre não necessariamente implica em redução de preço. A tarifa funciona como um amortecedor entre custos efetivos e pagamento mensal. Sem este amortecedor, os preços podem subir ou se reduzir, serão informações reais.

Assim, o consumidor precisa estar ciente da dinâmica de formação dos preços no mercado livre e que estes podem apresentar mais instabilidade quando comparados com o mercado regulado, a depender da duração de contratos e do momento da renovação dos mesmos.



3 Tarifação

Objetivo:

Avaliar a necessidade de separar, para todos os consumidores, a tarifa que remunera o serviço de distribuição de energia elétrica daquela relacionada ao custo da energia, ou seja, estudar se a tarifa binômia é requisito para a expansão do mercado livre.

3.1 A tarifa binômia é requisito para a expansão do mercado livre?

O Decreto 62.724, de 17 de maio de 1968, determina as tarifas dos consumidores do grupo “A” serão estruturadas de forma binômia, com um componente de demanda de potência e outro de consumo de energia. Igualmente, até a edição do Decreto 8.828/16, o Decreto 62.724 também previa que as tarifas do grupo “B” seriam calculadas de forma binômia, porém convertidas para a forma monômia antes de sua aplicação.

A existência de tarifa binômia significa, na prática, que o pagamento pelo transporte da energia (Tusd) será realizado em R\$/kW, ou seja, não possui relação com o montante de energia consumido da rede mas sim com o montante de uso contratado. No caso das tarifas monômias, o custo pelo transporte é cobrado em R\$/MWh e depende do volume de energia consumido junto à rede.

O desafio é como incentivar a liberação do mercado e enquadrar o uso das novas tecnologias (Geração Distribuída, Eficiência Energética, Armazenamento de Energia) sem causar desequilíbrio permanente ou irreversível aos serviços de distribuição, transmissão e geração de energia (preservar a remuneração das redes e não criar subsídios cruzados, onerando as tarifas dos demais consumidores). A distribuidora do futuro terá outro modelo de negócios e atividades em um mercado liberalizado.

Se a solução passar necessariamente pela abertura de mercado no varejo e fixação de preços dinâmicos de energia, para o segmento de distribuição é necessário o descasamento (*decoupling*) entre remuneração e volume de energia vendido, incentivos para investimentos específicos, padronização de tecnologias, comercialização da energia não consumida e abertura para novos negócios.

Atividade fio – Regulada:

- ✓ Monopólios naturais – ineficiente introduzir um mercado;
- ✓ Remuneração fixa definida de forma regulada em função dos riscos assumidos;
- ✓ Responsabilidades bem definidas.

Atividade comercialização – Livre mercado:

- ✓ Competição direta com outros agentes;
- ✓ Formação de portfólios de contratos e gestão de risco;



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- ✓ Contratos livres que podem ser revendidos;
- ✓ Negociados no mercado.

Os consumidores tradicionais, que não investem em novas tecnologias, precisam, entretanto de algum nível de proteção para se manterem atendidos, pois em setores competitivos, ondas de inovação costumam levar ao fechamento de negócios tradicionais (destruição criativa). Mas o negócio do “fio” precisa se manter disponível e, portanto, os novos investimentos não podem comprometer a viabilidade do “fio” (Distribuição e Transmissão). A necessidade de proteção, porém, não deve impedir os benefícios da abertura e inovação. Assim, o mecanismo de proteção tradicional é o isolamento da atividade do “fio”, mantendo os investimentos protegidos de riscos financeiros, podendo ter como complemento a chamada regulação prudencial que faz o monitoramento dos riscos e compartilhamento de ganhos com consumidores.

Ademais, independente do mercado ser livre ou regulado, é desejável que o uso da rede seja cobrado de uma forma que incentive comportamentos adequados, com consumo de pico pelo cliente ocorrendo fora do consumo de pico do sistema, e a instalação de novas cargas situe-se fisicamente em locais com disponibilidade de capacidade de forma a maximizar os investimentos no sistema elétrico.

Assim, a tarifa binômia, já inserida no Hawaii, Califórnia, é desejável o que permitiria também a correta mensuração dos montantes de energia injetados e consumidos por consumidores que detenham instalações de micro ou mini geração.

É necessário que o mercado livre de energia se desenvolva com base em uma correta sinalização de preços e, para tanto, o preço da rede precisa ser separado do preço da energia.

3.2 É possível expandir o mercado livre com a manutenção da tarifa monômia? Ou isso aprofundará as distorções existentes na tarifa monômia?

A tarifa monômia não permite a diferenciação plena entre os produtos de energia que seriam ofertados aos clientes, não promove uso eficiente de rede (injustiça tarifária).

O requisito para o mercado livre é a abertura tarifária e a separação entre fio e energia, conforme determina o Decreto 4.562/02.

3.3 Quais os requisitos técnicos de medição para implantar a tarifa binômia? Se necessária para viabilizar a expansão do mercado livre, quando poderá ser implantada?

De forma simples, pode-se implantar a tarifa binômia com base na capacidade do disjuntor localizado no padrão de entrada do cliente. Com o tempo poder-se-ia



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

incorporar precisão na medida do uso da rede, aí sim com medidores inteligentes, com a meta de atingir a tarifa horária e medição bidirecional no futuro.

É imprescindível que de imediato micro e mini geração adotem tarifa binômia.

3.4 É necessária a revisão da atual estrutura tarifária?

Na elaboração da estrutura tarifária utilizada na distribuição, leva-se em consideração apenas o sinal horário (ponta, intermediária e fora de ponta). É imprescindível passar a considerar uma segunda vertente relacionada à localização onde o consumo / geração se dá, sendo, portanto, necessário inserir o sinal locacional.

Além disso a estrutura tarifária atual aloca custos de forma equivocada entre os agentes. O custo das térmicas, por exemplo, está todo alocado ao ambiente regulado, apesar de promover um benefício global. Por outro lado, as Cotas de Garantia Física estão beneficiando somente o cativo.

3.5 Qual deve ser o intervalo de formação de preços e tarifas a serem percebidos pelos consumidores nos mercados atacadistas e varejista de energia elétrica? Diário? Horário? Outro intervalo?

É importante que possíveis alterações no intervalo de formação de preços sejam estudadas e discutidas com todos os agentes, com antecedência, conforme vem sendo sinalizado pelo MME em relação à governança do PLD.

Entendemos que a o intervalo de formação de preços e tarifas deve ser o mais próximo possível do tempo real – meta de preços e tarifas diárias com discretização horária. Idealmente, além dessas, diferenciações de preço locais seriam necessárias como forma de considerar as perdas envolvidas na transmissão e distribuição de energia elétrica.

Quanto maior a discretização do sinal de preços maior será a eficiência do sistema.

A implantação da tarifa horária e locacional é de fundamental importância uma vez que ela delimita o quanto o consumidor usa a rede de energia e sua devida apropriação de custos associada a tipologia da rede. Pela tarifa horária e locacional existe a real alocação dos custos proporcionais ao efetivo uso da rede.

Os sinais de preço para o mercado atacadista e varejista devem ser os mais próximos possíveis do tempo real, informando o real custo de produção de energia elétrica e mitigando o pagamento de encargos. Deve ser prevista ampliação das opções de modalidades tarifárias, de forma a capturar ganhos estruturais para as redes de distribuição e para que o varejo possa reagir às variações de preços, trazendo eficiência ao mercado.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Ademais, a tarifação diferenciada horária provê informação mais precisa aos consumidores e incentiva o comportamento adequado frente aos sinais de preços. Assim, assegura-se ao consumidor plena liberdade de escolha sobre quando e quanto consumir, contribuindo para a eficiência econômica e energética.

Nesse sentido, é importante revisar também, em conjunto com o valor do sinal de ponta, os horários de definição de ponta. Atualmente, com o elevado sinal de ponta para consumidores de alta tensão (para compensar a inexistência de sinal de ponta na BT), a ponta física do sistema (na rede básica) tem se deslocado para o período da tarde, sendo necessária uma visão global do sinal de ponta do sistema.

A energia solar, por exemplo, que tem geração elevada durante o período da ponta física do sistema, poderia desenvolver via mercado com uma correta sinalização de preços, sem a necessidade de subsídios cruzados.

4 Usinas Cotistas

Objetivo:

Avaliar se a expansão do mercado livre exige mudança na forma de contratação das usinas que atualmente comercializam energia elétrica exclusivamente com o mercado regulado.

4.1 A expansão do mercado livre exige mudança na forma de contratação dessas usinas?

Entendemos que as tarifas atuais são insuficientes para se manter disponível a capacidade instalada das usinas cotistas. Dever-se-ia reavaliar tais usinas para agentes de geração.

Seria necessário rever o impacto do GSF aos geradores, alocando a eles o que é de fato risco hidrológico, evitando, assim, sobre custos ao consumidor, impactado pela falta de eficiência e competitividade do insumo energia a nível mundial.

Com tarifas equilibradas, seria importante que estas usinas, hoje contratadas em regime de Cotas de Garantia Física e Potência, fossem alocadas a todos os consumidores, de forma semelhante ao PROINFA. Simultaneamente, ter-se-ia a transferência de CCEAR por Disponibilidade de usinas térmicas para o regime de Energia de Reserva com custos de produção rateados com o ACL, o que diminuiria o sobrecusto do consumidor cativo e faria com que todos os consumidores assumissem parte do custo da segurança energética e elétrica.

Tal proposta permitiria ainda alocar a contratação de usinas eólicas, PCHs e biomassa, com custo variável nulo, do regime de reserva para CCEARs, uma vez que a não despachabilidade de tais fontes não permite que atuem justamente quando as condições de fornecimento se encontram desfavoráveis, o que descaracteriza tais fontes como emergenciais ou de reserva.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

4.2 Há obstáculos para essa alteração? Quais?

A redistribuição destas energias trará impactos sobre Encargos e sobre custos de energia. Todos que observarem elevações de custo serão contrários à medida.

4.3 É possível expandir o mercado livre diante de uma oferta compulsória de energia elétrica para o mercado regulado?

Entendemos que não.

Os consumidores regulados pagam por PPAs de 20 a 30 anos e garantem a expansão enquanto o mercado livre só usa energia de usinas amortizadas. Deve ser praticado o preço real da energia e redução da tarifa via redução de subsídios, encargos e tributos.

4.4 O atual modelo de renovação das concessões e das autorizações de geração de energia elétrica é aderente à expansão do mercado livre?

O atual modelo de concessões, autorizações e renovações de geração de energia elétrica para ser compatível à expansão do mercado livre não deve prever o maior pagamento pelo Uso do Bem Público – UPB, de acordo com a Lei 9.074/1995, além do maior pagamento a título de bonificação da outorga, instituído pela Lei 13.203/2015. A dinâmica de formação de preço no ACL (custo de oportunidade) pode não remunerar tais onerações, uma vez que não há a prerrogativa de repasse de custos garantida (reconhecimento na tarifa), além de ir de encontro à modicidade e justiça tarifária.

Ademais, é necessário discutir o que este modelo proporciona. O ideal seria haver renovação associada à qualidade do serviço prestado. Nos últimos anos de concessão, os agentes deixam de investir atualmente porque não sabem se terão o devido retorno. Os ativos acabam se sucateando. A energia também deve ser direcionada ao ACL.



5 Comercialização de Energia Elétrica

Objetivo:

Avaliar a necessidade de alterar a regulação aplicável à venda de energia elétrica diretamente aos consumidores.

5.1 A expansão do mercado livre aumenta as responsabilidades dos agentes na gestão da comercialização?

Aumenta a responsabilidade pois o volume de energia no mercado livre se eleva, bem como o número de transações e os impactos sobre as atividades econômicas de forma geral. A experiência recente é ruim, pois a responsabilidade não tem sido assumida nos momentos difíceis.

Como modelo de mercado, entendemos que a redução do atual limite de 500 kW para migração ao mercado livre (consumidor especial) deva ser realizada observando o modelo de comercialização varejista para os novos consumidores de menor porte, evitando o crescimento exponencial do número de agentes (consumidores) na CCEE.

5.2 É necessário reforçar os requisitos para autorizar agentes habilitados a vender energia elétrica diretamente aos consumidores?

Atualmente é muito fácil abrir uma comercializadora e se assume muito risco sem contrapartidas sólidas. Isso traz fragilidade ao mercado.

Os Agentes varejistas, no futuro, podem adquirir o **porte e a relevância** de que se revestem atualmente as **distribuidoras**. Tais fornecedores de energia de varejo enfrentam **maiores incertezas financeiras e riscos** do que as empresas do mercado regulado.

É necessário rever e aumentar requisitos a atuação destes agentes, patrimônio líquido condizente com as atividades prestadas, comprovação de conhecimento do mercado e capacidade de atendimento comercial aos consumidores, estabelecer governança e maior fiscalização pela ANEEL. Além disso, deve haver **monitoramento constante de suas operações**, bem com **avaliação de índices de liquidez e de solvência** entre outros indicadores a serem definidos.

5.3 Como lidar com eventuais saídas repentinas e falências de vendedores do mercado?

Estabelecer funções do órgão regulador similares a do Banco Central no mercado financeiro, promovendo maior rigor no controle da comercialização, por meio de regulação, fiscalização e ranking dos agentes de comercialização.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Adoção de Fundo Garantidor ou mais garantias mostram-se como soluções que implicariam em mais custos, mas que não devem ser descartados à partida, pois podem ser necessários.

5.4 Há risco de “seleção adversa” na venda? Ou seja, os vendedores de energia elétrica atenderão a todos os consumidores, sem exclusão?

Necessidade de se estabelecer condicionantes à atuação de comercializadores e geradores, que os façam atender a todos os consumidores.

O pré-pagamento pelos consumidores pode se mostrar como solução à seleção adversa.

O comercializador, para ser responsável, precisa ter autonomia para escolher cliente.

Para mitigar a seleção adversa, é fundamental acelerar o processo de desligamento de consumidores inadimplentes, seja no ACR ou no ACL, de modo a reduzir a percepção de risco do agente vendedor e não proteger consumidores inadimplentes no mercado.

Além disso, é importante que a legislação setorial preveja que a inadimplência de consumidores em seus contratos bilaterais do ACL também possa ensejar o desligamento físico do consumidor livre, assim como ocorre com o não pagamento da fatura junto à distribuidora local de energia.

5.5 A migração para o mercado livre deve ser opcional ou compulsória? Ou seja, deve ser mantida a possibilidade de o consumidor optar pelo mercado regulado?

Em nossa visão, um mercado livre com consumidores do grupo “B” seria marcado por:

- Contratos de curto prazo (1, 3, 6, 12 meses)
- Movimentação intensa entre ACR e ACL

Vale notar que esta dinâmica pode ser útil, pois indicaria uma boa base para o mecanismo de formação de preço de curto prazo baseado em oferta e demanda, em substituição ao PLD atual (Newave e Decomp). Todavia, tal dinâmica exigiria mecanismos de ajuste de contratos de distribuidoras e de troca de energia entre ACR e ACL.

Caso haja a possibilidade dos consumidores livres retornarem ao cativo a qualquer momento e na ocorrência do primeiro aumento significativo dos preços de curto prazo (lembrando que esses aumentos ocorrem com alguma frequência, em função da variabilidade da situação hidrológica), as distribuidoras se verão às voltas com o retorno simultâneo de milhares, senão milhões de consumidores ao regime de tarifas



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

reguladas, sem tempo hábil para contratar energia através de licitação, em um momento no qual os preços da energia estarão nas alturas.

Neste caso, até mesmo o processamento burocrático do retorno desses consumidores poderá tornar-se um pesadelo logístico. O estabelecimento de um período de carência para o retorno, se não for respaldado por lei, provocará, em um momento de crise, não só pressões imensas para a eliminação deste período de espera (lembrando que estaríamos tratando de milhões de consumidores submetidos a preços muito altos no mercado livre), como também contestações judiciais que com certeza resultariam em liminares que na prática obrigariam as distribuidoras a aceitarem esses consumidores de volta imediatamente.

Ter-se-ia, portanto, a necessidade de um “provedor de última instância”, o qual deve ser explicitado no modelo comercial, com suas fontes de recursos claramente definidas.

Diante disso tudo, entendemos que **a migração deveria ser opcional e gradual à medida que o preço regulado a incentive. Uma vez no mercado livre, não se deve prever o retorno ao regulado, para evitar *gaming* com variações tarifárias.**

Deve estar prevista uma agenda prévia clara de evolução do mercado para que o período de transição seja realizado de forma estruturada, contemplando todos os aspectos necessários para a segurança e sustentabilidade do mercado.

Com a total migração, as distribuidoras não teriam qualquer preocupação com a contratação de energia para atender clientes cativos, preocupando-se apenas no serviço que lhe traz remuneração, o serviço de distribuição. É importante separar integralmente as atividades exercidas pelas concessionárias de distribuição em relação ao transporte (Fio) e comercialização de energia.

5.6 É necessário definir um “fornecedor de última instância”, ou seja, um agente que tem obrigação de fornecedor energia elétrica aos consumidores?

Nos mercados de energia da Europa e Estados Unidos existe a figura do “Fornecedor de Última Instância” para atender os consumidores em situações atípicas como default dos provedores varejistas de energia ou para fornecer o “serviço básico” de fornecimento. Este atendimento é realizado por provedores específicos ou pela própria distribuidora, que teriam a responsabilidade de fornecimento a esses consumidores, por meio de compra no mercado atacadista ou construindo suas próprias instalações de geração para prover a energia. Tais requisitos garantem que o serviço de eletricidade continua a estar disponível para todos os consumidores. Nos EUA estes serviços são adquiridos por meio de leilões competitivos.

No caso do varejista, a ANEEL informou dificuldade do fornecedor de última instância ser a própria Distribuidora, pois esta situação deveria estar prevista em contrato de



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

concessão. De qualquer forma seria um risco a mais a ser gerenciado pelas Distribuidoras com regulação própria, que traria mais agilidade e segurança.

No período de transição entre o modelo híbrido atual e após a expansão do mercado livre entendemos que sim. Com o amadurecimento do mercado, esse fornecedor perderá função ou deverá ser desestimulado (praticando preços mais elevados).

5.7 Deveria ser estabelecida uma franquia de fornecimento de energia elétrica que seja um direito de cada consumidor no mercado regulado, sendo estes livres no consumo que ultrapassar essa franquia? Como tratar o retorno de consumidores para o mercado regulado, no caso de esse ambiente de contratação não for extinto?

O estabelecimento de uma franquia de fornecimento de energia seria um direito de cada consumidor, o qual estaria vinculado ao pagamento da tarifa de fio, similar ao modelo de contratação do Proinfa. Para que esta sugestão funcione, seria necessário quebrar de vez o paradigma da separação dos consumidores nas categorias “cativo” e “livre”: dentro deste conceito, todos os consumidores seriam livres, porém cada consumidor teria direito a uma franquia de consumo individual (que poderia ser algo como 100 ou 150 kWh por mês, ou um valor que dependesse do número de consumidores em cada domicílio no caso de consumidores residenciais), cujo pagamento estaria incluído na tarifa “de fio”.

Assim, cada consumidor seria “cativo” para os primeiros 100 kWh que consumisse em cada mês (se o limite for 100 kWh/mês por ponto de medição), e “livre” para qualquer consumo adicional.

Não haveria o conceito de “retorno” à distribuidora, e caso o consumidor não indicasse um provedor de energia, ele pagaria à própria distribuidora sobre o consumo excedente, utilizando para isto uma tarifa de energia que levaria em conta os encargos e um valor correspondente a no mínimo o preço da energia no mercado de curto prazo acrescido de um percentual, de forma a ressarcir a distribuidora da despesa com a aquisição da energia.

Além disso, todos os consumidores estariam sujeitos ao pagamento de uma tarifa “de fio”. Desta forma, a distribuidora não teria grandes dificuldades em estimar as suas necessidades de energia (perdas + 100 kWh x número de consumidores), já que qualquer demanda adicional seria adquirida no mercado de curto prazo e seu custo de aquisição devidamente cobrado na conta de energia.

Do ponto de vista dos consumidores, um montante básico de consumo estaria sempre assegurado a uma tarifa que não dependeria das flutuações do mercado, o que protegeria os consumidores realmente pequenos, e em grande parte os consumidores residenciais de porte médio, configurando efetivamente um provedor de última instância.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

A despeito das vantagens do estabelecimento da franquia, entendemos que **o melhor seja o consumidor ser totalmente livre e não poder retornar ao mercado regulado. Se o objetivo é abrir o mercado para incentivar a busca de novos fornecedores e promover a concorrência, não faz sentido limitar essa opção de escolha a apenas parte da energia consumida pelo consumidor. Ademais, neste modelo a distribuidora deveria ter única e exclusivamente o papel de fio, ou seja, transporte, recebendo bônus pela qualidade do serviço, e não assumiria mais atividades de comercialização de energia.**

Atualmente as distribuidoras detêm o risco, não são remuneradas por isso e possuem gestão precária sobre a contratação de energia de seu mercado cativo: subcontratação, alteração do portfólio, sobrecontratação.

Nesse sentido, também é importante reavaliar a atual regra para a contratação da energia relativa às perdas técnicas e não técnicas nas redes de distribuição, que hoje é realizada pelas distribuidoras para o mercado cativo e livre.

Atualmente, apenas as perdas na rede básica são adquiridas diretamente pelos consumidores do mercado livre. Esse conceito poderia ser estendido para as perdas na distribuição, desobrigando a distribuidora (ou sua comercializadora desverticalizada) de custos de compra de energia em relação a consumidores atendidos por outro supridor no mercado livre.

5.8 É preciso aprimorar as formas atuais de registro e monitoramento dos contratos do mercado livre?

O mais importante é reconhecer que no início que haverá uma assimetria muito grande entre o conhecimento do consumidor e o do comercializador. Deveria haver um contrato padrão, e o consumidor deveria poder escolher entre ele e outras opções oferecidas. Com o tempo, o contrato padrão deixaria de ser utilizado.

Entendemos que a CCEE poderia deter o poder de auditoria, mediação, investigação e monitoramento com mais rigor. Maior atuação e agilidade da ANEEL.

As questões a seguir serão respondidas no texto que se segue.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

5.9 É necessário aprimorar o atual sistema de medição e faturamento? As distribuidoras de energia elétrica poderão comercializar energia elétrica e outros serviços para os consumidores? Ou a comercialização no mercado livre deve continuar sendo vedada às distribuidoras?

5.10 Como lidar com a inadimplência do mercado e com suas implicações na possibilidade de corte no fornecimento? O mecanismo de depósitos de garantias na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) precisa ser ajustado em caso de ampliação do mercado livre?

5.11 Responsabilização pelo furto da energia?

Definição do escopo da Distribuidora e da Comercializadora

Definições importantes devem preceder a decisão de se implantar o modelo de liberação total do mercado sob pena de se incorrer em erro de avaliação quanto a economicidade da medida. Segue-se uma lista não exaustiva das questões a serem respondidas.

- ✓ Responsabilidade pela Medição do consumo será de responsabilidade da Distribuidora?
- ✓ Haverá Acordo Operativo entre a Distribuidora e Comercializadora?
- ✓ Uma única Fatura será entregue ao cliente pela Comercializadora?
- ✓ A Cobrança pelo Uso do Sistema de Distribuição será feito da Comercializadora?
- ✓ Os serviços prestados pela Distribuidora serão cobrados da Comercializadora?
- ✓ No caso do ICMS, como fica a substituição tributária? Passaria para a Comercializadora?

A abertura de mercado deve ser condicionada às restrições técnicas porventura existentes, a serem tratadas pela ANEEL, como é o caso da simplificação dos requisitos de medição. A liberalização teria que ser, necessariamente acompanhada de um processo de simplificação do SMF, e com o decorrer do tempo, a CCEE deverá abrir mão de medição de retaguarda, módulo de comunicação de dados e link de comunicação direto, assim a distribuidora ficaria com a obrigação de fazer a leitura e enviar para a CCEE. Este movimento é natural no grupo “A” de menor porte e absolutamente obrigatório no Grupo “B”. A leitura já realizada pelas distribuidoras e pode ser disponibilizada com custo embutido na tarifa de uso.

É válido pontuar que a simplificação da medição já vem sendo realizada pela Aneel ao longo dos últimos anos e está em discussão na Agência, por meio da Audiência



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Pública nº 41/2016, onde é proposta a desobrigação de alguns dos itens que oneram os consumidores que desejam realizar a migração.

Há que se avaliar quanto:

a. Faturamento – serão uma ou duas faturas? A telefonia tentou separar fatura local de interurbano, mas não prosperou. Essa situação vale na condição atual, na qual se lida com poucos consumidores livres, mas seria impensável em um mercado massificado. O envio físico de fatura de energia torna-se complexo.

Assim, as distribuidoras teriam que emitir uma fatura única: envia-se o consumo para a comercializadora e ela devolve o valor a cobrar ou a comercializadora informa o preço e a distribuidora inclui na fatura? Como fica a cobrança de ICMS/PIS/COFINS?

Ademais, entendemos ser pertinente o faturamento horário e sazonal, prevendo opções diversas de suprimento a exemplo da telefonia móvel. De início, para a cobrança sobre a demanda, seria bom viabilizar um modelo com os medidores existentes, colocando, no entanto, uma cobrança fixa em função da capacidade do disjuntor.

Outra possibilidade é a realização de faturamento pré ou pós pago, o que necessariamente implica em descaracterizar a opção pré-paga do “mau pagador”.

b. Arrecadação – hoje as distribuidoras pagam a taxa de arrecadação aos bancos, e no mercado massificado esse custo será rateado com a comercializadora ou fica a cargo da distribuição? O compartilhamento de custos trata-se de “outras receitas”?

E agora, o ponto mais importante – se o consumidor ficar inadimplente, pode-se prever o repasse do custo da energia para a comercializadora?

c. Cobrança – quanto ao processo de cobrança no caso de não pagamento (corte, negativação, cartório, via judicial e etc) – cobra-se parte destes custos do fornecedor de energia? Mais “outras receitas”? Há que se prever quanto a negociação dos valores devidos.

Em países onde há “*full retail*” as responsabilidades que hoje estão com as distribuidoras passam para os comercializadores

- Medição
- Call center
- Apoio ao cliente
- Garantias
- Etc

Em muitos países (Colômbia, Espanha, etc) consumidor só vai ao mercado através de uma comercializadora. À primeira vista, ampliar o mercado livre no Brasil dessa forma pode parecer bastante simples, por exemplo, usar a figura do comercializador varejista que já existe na CCEE.

De posse destas considerações, entendemos que a distribuição já tem implantada a estrutura para atendimento aos requisitos técnicos, inclusive sua área de atuação é delimitada geograficamente. Assim, pela questão física, o mais eficiente é que os



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

serviços técnicos de rede e atendimento a consumidores fiquem a cargo da distribuidora, logo, assume a responsabilidade de entrega da energia até o consumidor.

A comercializadora, pela dificuldade de logística, fica responsável pela comercialização de energia e pelos serviços comerciais.

Desta forma, precisão numérica, medição e gestão da medição ficariam atribuídos a distribuidora, assim como fraude e furto de energia (perdas comerciais), bem como metas de redução das perdas, repassados à tarifa fio.

Entendemos que os consumidores do mercado cativo, no momento que desejarem migrar para o mercado livre, não devem ser afetados no que se diz respeito a medição, uma vez que a distribuidora local já realiza de forma satisfatória a atividade de medição de todos os seus consumidores cativos. O produto a ser mensurado (energia elétrica) é exatamente o mesmo para ambos os mercados. A única alteração entre os ambientes de contratação é a forma comercial, e não física. A exigência de equipamentos adicionais de medição pode inviabilizar a migração de consumidores PE pequeno porte, se constituindo em uma barreira de entrada ao mercado.

A cobrança seria feita pela comercializadora e, como responsável pela relação comercial, assumiria a inadimplência. No caso de inadimplemento persistente, haveria o corte no fornecimento como medida de suspensão do prejuízo de quem está provendo energia. Tal serviço de suspensão deveria ser feito pela distribuidora (serviço técnico) a pedido da comercializadora. É importante que a legislação setorial preveja que a inadimplência de consumidores em seus contratos bilaterais do ACL também possa ensejar o desligamento físico do consumidor livre, assim como ocorre com o não pagamento da fatura junto à distribuidora local de energia.

Assim, distribuidoras não fariam mais a gestão de energia, ficando este papel integralmente delegado a Comercializadores estruturados e oferecedores de Garantia para as operações e para a expansão.

Os mecanismos de depósitos de garantias na CCEE são insuficientes. Precisamos de mais mecanismos de crédito e seguros e seria atribuição da comercializadora. Entendemos que os modelos regulatórios devem caminhar para a implementação de um sistema de garantias online, assim como ocorre na Bolsa de Valores e nos mercados de energia mais maduros. Neste modelo, a venda de energia sem cobertura (geração ou compra) deve ser previamente suportada por garantias financeiras, de modo que a liquidação subsequente seja sempre preservada. Atualmente, a verificação somente é realizada pela CCEE após o registro, o que requer empenho adicional do monitoramento de mercado para evitar situações de risco potencial. A verificação da posição dos agentes seria realizada de forma dinâmica e on-line, evitando exposições ao mercado na próxima liquidação sem a garantia que as suportem. Contudo, para se ter um sistema de garantias eficiente, é fundamental que se reduzam os prazos de liquidação do MCP, permitindo maior liquidez nas operações e o envolvimento de volumes financeiros menores em cada liquidação.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Quanto à possibilidade de consumidores de baixa tensão migrarem para o mercado livre, não há consenso a respeito dos ganhos potenciais. Essa abertura é uma ação complexa que, conforme discorrido acima, envolve grandes mudanças em vários pontos: medição (troca de equipamentos, estrutura de comunicação; agente de medição, etc.); disponibilização de dados e de ofertas (distribuidora, CCCE, comercializadores, etc.); contabilização e gerenciamento (CCCE, distribuidoras), adequação de contratos; alteração de várias normas setoriais, principalmente em relação ao processo de troca de fornecedor, etc.

Muitos países optaram por limitar o mercado livre aos consumidores de maior porte e nos outros, que possibilitaram migração de consumidores de pequeno porte, a adesão tem sido limitada. Isso porque seria necessária uma margem muito grande entre o preço do mercado livre e a tarifa regulada para que fosse viável o atendimento desses consumidores por comercializadores. A razão é que são agregados custos de transação, como cobrança, gestão de inadimplência, atendimento comercial, promoção e propaganda, dentre outros, que originalmente eram todos feitos pela distribuidora local. A experiência internacional, portanto, demonstra ser recomendável ampliar os estudos a respeito da extensão do mercado livre aos consumidores de baixa tensão previamente à sua inclusão em Lei, visando avaliar se há benefícios potenciais que superem seus custos.

Outro ponto a destacar é que, inclusive por racionalidade operacional, seria recomendável que consumidores livres e especiais se tornassem uma classe única, equalizando os critérios de elegibilidade de ambos logo no início da abertura de mercado.

Todas estas questões precisam ser pensadas, e até testadas no grupo “A” antes de eventual expansão para o grupo “B” (período para viabilização da tecnologia de *smart grids*). Deve-se prever quanto ao tempo necessário para ajustar toda a regulamentação e operação diante das dimensões alcançadas pela expansão do mercado livre. A elaboração de diversos trabalhos de P&D (redundantes inclusive) precisam ser concluídos como subsídio à tomada de decisão.

Garantir Recursos para que as Distribuidoras honrem seus compromissos para com os Geradores

Atualmente o Preço da Energia (TE) é definido de forma individual por distribuidora em função de seu portfólio de Contratos de Compra de Energia (CCEARs), adquiridos de maneira regulada.

Os diversos leilões regulados realizados deram origem a diferentes preços de energia em função de sua fonte e forma de contratação, se por quantidade ou disponibilidade, se hídrica, biomassa ou combustíveis fósseis. Esse fato faz com que distribuidoras detenham contratos com preços mais caros do que outras que adquiriram energia em leilões com preços menores.

Esta situação acaba por dar um sinal econômico aos consumidores potencialmente livres em função de sua localização geográfica e não em função do custo real da



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

energia. Consumidores atendidos por distribuidoras com um portfólio denso em energia mais cara serão induzidos a migrar para o mercado livre, enquanto que aqueles atendidos por distribuidoras com um portfólio mais barato serão incentivados a retornarem do mercado livre para o cativo (o retorno não deve ser permitido).

Ademais, como solução a mitigação de montantes contratados em excesso pelas distribuidoras, a eventual possibilidade de a distribuidora vender suas sobras contratuais aos consumidores livres, coloca as distribuidoras para competirem entre si e com as comercializadoras e geradoras. E aquelas distribuidoras com preço médio de contratos de compra mais caro estarão em desvantagem, gerando competição não justa.

Entendemos que uma condição precedente para a liberação do mercado seria a equalização nacional do preço da energia elétrica, e a criação de uma liquidação centralizada dos contratos de compra de energia elétrica, a exemplo do que hoje é realizado com a conta de Bandeiras Tarifárias.

Dessa forma o risco de as Distribuidoras não realizarem recursos suficientes para honrarem os compromissos advindos de seus contratos de compra estaria mitigado, no cenário em que a distribuidora continuaria como garantidora dos CCEAR, mesmo no caso de venda da energia associada à terceiros.

Ademais, a Tarifa de Energia regulada carrega Encargo Setorial (Conta ACR e CDE Energia) induzindo a erro de avaliação frente ao preço da energia livre, o que é pago não é preço!

Garantir que a Tarifa de Energia não inclua Encargos Setoriais ou quaisquer outros subsídios cruzados ou não

Atualmente na formação da Tarifa de Energia estão presentes além do preço próprio da energia elétrica, outros componentes com a finalidade de reembolsar o pagamento de encargos setoriais e perdas de energia.

Como pode se constatar na figura abaixo, a Tarifa de Energia contém a cobertura para os custos de Perdas da Rede Básica, e os Encargos Setoriais CFURH, ESS/EER, P&D_EE e CDE (Conta ACR e Decreto 7.945).

Quando da migração de um consumidor cativo para o mercado livre, a Tarifa de Energia é substituída pelo preço por ele negociado com o seu comercializador. Fica demonstrado, portanto, que esta migração deixa para o mercado cativo a obrigação de fazer frente ao Encargos Setoriais, mesmo daqueles que tiveram origem em período no qual o consumidor ainda era cativo. Trata-se de uma dívida que ele deu origem, mas não honrará seu pagamento em virtude de sua migração, deixando esta inadimplência para que o acionista ou consumidor cativo respondam por ela.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

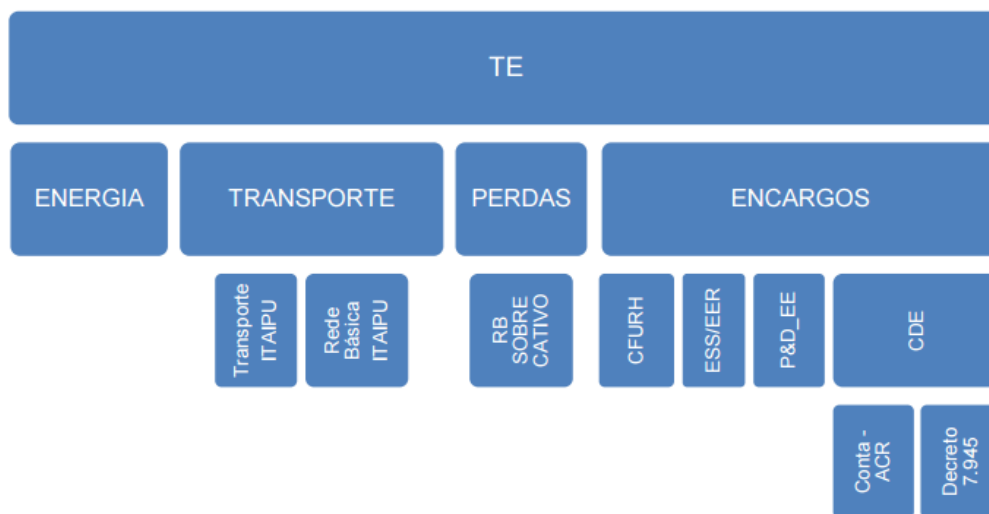


Figura 1: Funções de custo e componentes tarifárias da TE

Portanto é indispensável que o valor da Tarifa de Energia seja expurgada de todos os componentes que remanescerão como obrigação do mercado de distribuição.

Assim, questões relevantes como o papel da distribuidora como coletora de Encargos Setoriais, Impostos e Tributos, além dos Encargos de Serviços (Risco Hidrológico, Despacho Térmico, Energia de Reserva e Efeito Disponibilidade) devem ser equacionados.

Ademais, entende-se que o custo do processo de otimização (ESS, Despacho Térmico, Risco Hidrológico e Efeito Disponibilidade) teria que ser retirado da equação dos preços de mercado – talvez usando bandeiras para cobrir estes gastos, sendo que nesta situação elas seriam pagas tanto pelo ACR quanto pelo ACL. Assim como o pagamento pelo furto de energia (perdas de energia consideradas regulatoriamente).

6 Contratos legados

Objetivo:

Avaliar se a expansão do mercado livre aumenta os riscos de sobrecontratação das distribuidoras de energia elétrica e de desconstrução dos geradores, em virtude da existência de contratos de longo prazo já firmados entre distribuidoras e geradores de energia elétrica (passivos contratuais).



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- 6.1 Como lidar com o aumento dos riscos de sobrecontratação das distribuidoras e de descontratação dos geradores?**
- 6.2 É possível concatenar a expansão do mercado livre com o vencimento ou redução da energia contratada pelas distribuidoras?**
- 6.3 Como cobrir os custos da sobrecontratação das distribuidoras?**
- 6.4 Deverá esse custo ser pago por todos os consumidores?**
- 6.5 Qual o impacto desse custo para a sociedade?**
- 6.6 É possível, por meio de licitação de produtos virtuais, disponibilizar ao mercado a energia elétrica já contratada que as distribuidoras possuem em seu portfólio? O fato de esses contratos possuírem características, prazos e riscos diferentes, oriundos de diversos tipos de leilões realizados no passo, é empecilho?**
- 6.7 Como assegurar o financiamento do gerador que tem o contrato com as distribuidoras como garantia junto a credores?**

Custos encalhados, ou *stranded costs*, podem ser entendidos como custos que foram incorridos ou assumidos por diversos agentes com base nas expectativas criadas por regras vigentes em determinado momento, e que, em virtude de uma mudança nessas regras, deixaram de ser remunerados ou ressarcidos de forma adequada.

No caso particular da expansão do mercado livre, o custo encalhado mais evidente é o da energia adquirida pelas distribuidoras através de contratos de longuíssimo prazo, ou mesmo compulsoriamente através de cotas e outros mecanismos, contando com o repasse dos custos de aquisição aos consumidores cativos através de tarifas.

Atualmente, as distribuidoras já apresentam níveis que podem ser considerados extremos de sobrecontratação, em função da contratação com antecedência, retração ocorrida no consumo de energia elétrica e das intensas migrações ao ACL. A tendência é que esta sobrecontratação aumente ainda mais devido às possibilidades trazidas pelas novas tecnologias de geração distribuída, que são estimuladas e subsidiadas pela própria regulamentação do setor. A proposta de expansão do



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

mercado livre tende a tornar-se bem mais séria a questão da sobrecontratação, especialmente dentro do quadro de excesso de oferta de energia que temos hoje.

Quando se observa o portfólio das distribuidoras, à exceção dos CCEAR de Energia Existente, todos os demais têm prazos extremamente longos e garantia de repasse tarifário. Há uma quantidade de CCEARs de energia nova já contratados, cujos empreendimentos entrarão em operação comercial nos próximos anos. As cotas de Angra I e II, por Lei, são rateadas entre todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN. As cotas de Itaipu, também por Lei, são divididas entre as distribuidoras das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. As cotas decorrentes das prorrogações de concessões, nos termos da Lei n. 12.783/2013, também são alocadas às distribuidoras. As tarifas de todas estas cotas são reguladas. Os CCEARs de Energia Nova têm seus preços definidos nas licitações e são atualizados segundo índice definido nos Editais.

Nesse contexto, não há como permitir que todos os consumidores se tornem livres sem uma transição e uma reformulação completa do modelo de comercialização vigente. Os preços dos contratos das concessionárias de distribuição não têm relação com preços de mercado, pois foram definidos no momento das licitações ou são regulados. Tendo a obrigação de pagar por todos esses contratos e assegurado o repasse tarifário, como as distribuidoras seriam compensadas se houvesse uma migração de consumidores para o mercado livre e a distribuidora não conseguisse comercializar essa energia a um preço que supere seu custo?

Além disso, atualmente, parte da reserva de capacidade do sistema é contratada por meio de contratos por disponibilidade, em que há predominância de usinas térmicas. A viabilidade desse tipo de contratação se dá por meio do repasse dos CCEAR por Disponibilidade para as tarifas dos consumidores cativos. Em um mercado totalmente livre, como se dará a contratação das térmicas necessárias a garantir a confiabilidade do sistema se o mercado não gerar sinais econômicos para sua instalação?

A flexibilidade contratual das distribuidoras era a “chave” para o crescimento do ACL. Na prática, esta flexibilidade é limitada aos CCEAR de EE por quantidade, cuja participação vem sendo reduzida com o aumento dos CCEAR por disponibilidade e cotas de garantia física no portfólio das distribuidoras, que são inflexíveis. Isto em vista, atualmente as distribuidoras estão sobrecontratadas e têm pouca ou nenhuma possibilidade de redução dos contratos. Além disto, a demanda a ser atendida pela distribuidora do futuro (comercialização) será menor e mais variável que a demanda cativa hoje (migrações, geração distribuída), o que resulta em risco de excesso de contratação oneroso para a distribuidora.

Adicionalmente, as distribuidoras também vêm acumulando exposição a preços e riscos, alheios à sua vontade nos contratos legados, que precisam ser tratados para evitar oportunidades de arbitragem sem risco:

- Contrato por disponibilidade térmico: Riscos cambial, de preço de combustível, PLD;

Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- Contrato por disponibilidade eólico: Riscos de perfil de produção eólica, PLD, inflacionário;
- Contrato por quantidade hídrico: Riscos de exposição em caso de déficit, inflacionário;
- Cotas de garantia física: Risco hidrológico;
- Mecanismos criados para soluções específicas, como exemplo a repactuação do risco hidrológico.

A proposta a ser discutida deveria criar uma transição do modelo em que a distribuidora era passiva na comercialização para um outro em que terá papel ativo. Como os prazos e preços dos contratos estão definidos e a distribuidora tem assegurado o direito de repasse para as tarifas, o desafio é preservar a receita da distribuidora sem prejudicar o consumidor que optar por não migrar.

A alocação dessa energia no mercado livre, sem prejuízo ao consumidor que permanecer no mercado regulado e/ou a gestão centralizada da contratação das distribuidoras poderia dar mais dinamismo ao processo, reduzindo custos de transação e facilitando a gestão da sobrecontratação.

A figura a seguir sintetiza o mercado das distribuidoras e o potencial de migração. Nota-se que o potencial é grande, enquanto a possibilidade de reduzir contratos é praticamente nula.

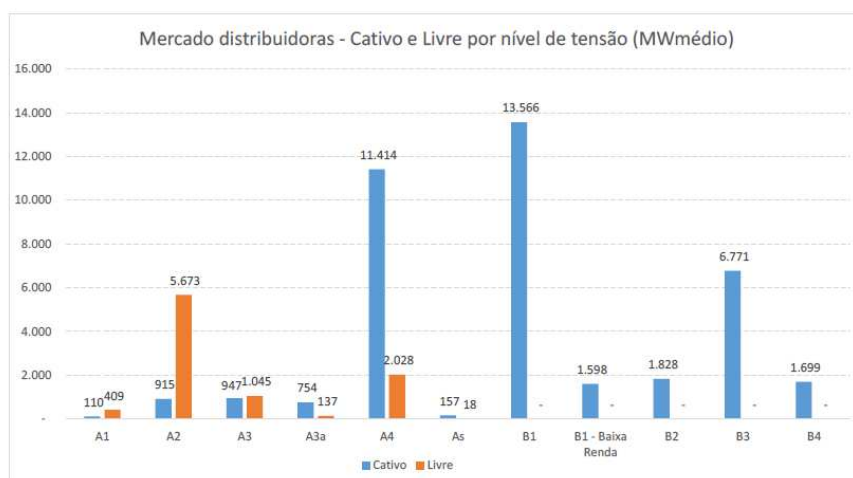


Figura 2 – Mercado cativo e livre das distribuidoras em 2015 (Fonte ANEEL)

As soluções que podem ser apresentadas são, primeiramente, a redução dos contratos de compra de energia elétrica nos termos da regulamentação aplicável, o que é absolutamente insuficiente para resolver a questão da sobrecontratação atual.

Reduzir os montantes de contratos firmados com geradores em leilões não é algo que possa ser feito unilateralmente ou simplesmente através dispositivo Legal; e o repasse dos custos da sobrecontratação resultante da migração de consumidores ao mercado livre para os consumidores remanescentes do ambiente regulado, o que implica, evidentemente, em onerá-los e menor liquidez para o ACL, impediria o esvaziamento do mercado cativo ou promoveria a descontração de geradores no ACR pela atratividade do ACL.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Caso os custos do excesso de oferta no ACR sejam imputados a todos os consumidores finais, o que certamente seria contestado pelo menos pelos atuais consumidores livres, resultaria em judicialização.

Os outros mecanismos propostos são:

- Rescisão bilateral de CCEARs, com os geradores sendo compensados com extensão de sua outorga por até quinze anos: trata-se de um mecanismo novo, que porém deverá atrair apenas os geradores cujos CCEARs têm preços relativamente baixos, e portanto eventualmente competitivos no mercado livre. Isto significa que se este mecanismo for bem-sucedido, as distribuidoras (e, por extensão, os consumidores cativos) ficarão com os contratos mais caros de compra de energia;
- Leilões nos quais os distribuidores venderiam a energia excedente: a premissa é a de que os distribuidores lograriam vender a energia excedente a preços superiores aos respectivos custos médios de aquisição de energia, havendo, portanto, ganhos a compartilhar. Caso o valor apurado com as vendas for inferior ao custo da energia, a diferença será atribuída aos consumidores via encargo;
- Geradores, com preâmbulo de receita garantida, venderiam sua energia a preço de mercado e os desvios seriam alocados ao consumo via encargo;
- Distribuidora segue como interveniente do contrato: MCS D permite troca financeira dos contratos, mantendo a D como contraparte, o risco dos contratos legados precificados (“marcados a mercado”) e para assegurar a financiabilidade da geração, repasse do custo líquido dos contratos aos consumidores via um encargo.

Questiona-se acerca do tratamento a ser dado a outras formas de comercialização regulada de energia, como a energia de Itaipu, da Eletronuclear e do Proinfa, o mesmo valendo para contratos anteriores a 2004 que ainda estão vigentes.

Seria prudente também encarar que toda a energia adquirida com base na legislação anterior pudesse ser considerada como um “Selo”, a exemplo do Proinfa. Este selo seria pago por todos os consumidores, livres e cativos e sua extinção se daria paulatinamente à medida que os contratos fossem expirando. Sistemática semelhante foi aplicada quando da implantação do “RESEB” com os contratos iniciais, que passaram a ser reduzidos na proporção de 25% ao ano após a implantação no modelo.

Quanto à contratação de térmicas convencionais, propõe-se a transferência de CCEAR por disponibilidade de usinas térmicas para o regime de Energia de Reserva com custos de produção rateados com todos os consumidores e a alocação de usinas eólicas, PCHs e biomassa, com custo variável nulo, do regime de reserva para CCEAR.

Para o mercado livre funcionar de forma justa não deve haver alocação assimétrica de custos sistêmicos, a exemplo das termoelétricas que foram utilizadas para suportar a crise hídrica. Todos os esqueletos devem ser distribuídos para ACL e ACR. A sobrecontratação está a ocorrer porque estão migrando ao Mercado Livre por causa do custo das termoelétricas que estão sendo pagos somente pelo Mercado



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Cativo. O portfólio das distribuidoras custa em média R\$170/MWh. Sua competição com o Mercado Livre é injusta.

Recentemente, a Lei 13.360/16 promoveu uma alteração na Lei 9.074/95 para permitir a comercialização de excedentes de energia pelas distribuidoras no mercado livre. O objetivo dos leilões de venda de excedentes não é tornar a distribuidora em uma comercializadora que atua no mercado, mas sim permitir um mecanismo que seja benéfico tanto para o ACR quanto para o ACL no sentido de: (i) permitir ao acionista da distribuidora uma remuneração adicional à liquidação ao PLD no caso de subcontratação acima de 5%; e (ii) permitir que o lastro de contratação da energia excedente seja comercializado no mercado livre, evitando possíveis crises de papel, onde o lastro existe (no ACR) mas não pode ser comercializado. Entretanto, tal possibilidade faz com que as distribuidoras ainda incorram em risco de mercado (Preço de Venda inferior ao Preço Médio de aquisição de energia), ou seja, a gestão continua precária e a distribuidora sem remuneração na assunção de tal risco.

Não se pode afirmar se estes mecanismos seriam suficientes para resolver a questão, e, caso eles não o sejam, qual seria a consequência em termos de preços e tarifas. Mais do que isso, não se tem um parâmetro de comparação com possíveis soluções alternativas (o que seria obrigatório no caso de uma Análise de Impacto Regulatório - AIR), tais como voltar a leiloar usinas hidroelétricas pelo regime de maior pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP), e utilizar o UBP prioritariamente para compensar os custos encalhados. O ideal seria a definição de um cronograma de abertura do mercado alinhado com o volume futuro de (des)contratação de energia das distribuidoras, de modo a minimizar eventual risco de sobrecontratação.

Enfim, esta é uma questão especialmente delicada, urgente e importante, que afeta profundamente a expansão do mercado livre, e que teria que ser resolvida mesmo que não existisse portabilidade.

É necessário que se inicie um amplo debate sobre a reformulação do modelo de comercialização das distribuidoras. Das discussões deverá resultar a resposta a algumas questões fundamentais que, se não enfrentadas na concepção do novo modelo, podem levar a resultados negativos. Dentre essas questões destacam-se: como realizar a transição do modelo atual para o modelo de mercado competitivo; como substituir o papel da distribuidora como motor da expansão da geração; como dar liberdade de gestão de compra de energia para a distribuidora sem permitir abuso de poder de mercado e prejuízo ao consumidor que optar por não migrar para o mercado livre; como contratar reserva de capacidade do sistema.

É válido pontuar que o fato de abrir o mercado, permitindo a migração de consumidores, não significa que todos os consumidores efetivamente migrarão para o mercado ou que essa migração seja feita de uma só vez.

Nos diversos países que abriram seus mercados de energia, e que não possuem regra de migração obrigatória, observa-se que apenas parte dos consumidores efetivamente migra para o mercado, percentual esse que é ainda menor no caso se consumidores residenciais.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Com a quantificação dos volumes futuros de contratação das distribuidoras e do mercado cativo por nível de tensão, é possível estabelecer um cronograma de abertura que esteja alinhado com a contratação do ACR, evitando a possibilidade de sobrecontratação generalizada.



7 Expansão da Oferta

Objetivo:

Avaliar o impacto da redução do mercado regulado no financiamento dos novos projetos de geração, uma vez que o mercado regulado é o principal garantidor da expansão da oferta porque oferece contratos de longo prazo aos geradores.

- 7.1 Qual o impacto da redução do mercado regulado na expansão da oferta? Como aumentar a relevância do mercado livre na expansão da oferta? Deve haver alguma obrigação de contratação de longo prazo nos consumidores?**
- 7.2 Como deve ser a formação do preço do mercado de curto prazo para aumentar o papel do mercado livre na expansão da oferta? Qual a melhor forma de liquidação do mercado de curto prazo para as sobras de energia elétrica dos consumidores livres?**
- 7.3 A separação das contratações de lastro e energia pode ser um caminho para a expansão do mercado livre? Como lidar com os custos dessa alternativa e transição para sua implantação? Uma bolsa de energia elétrica deve ser criada para complementar os sinais do mercado bilateral de contratos para garantir a expansão?**
- 7.4 O custo do financiamento da expansão da oferta em um mercado livre seria maior que o atualmente praticado? A sociedade está disposta a pagar este custo caso a resposta seja positiva? Como seriam os recebíveis para garantir o investimento na expansão da geração para o mercado livre?**
- 7.5 Há experiências internacionais de sucesso para países similares ao Brasil (participação hidroelétrica superior a 65% na produção de energia, taxa de crescimento do mercado superior a 3% ao ano em regime permanente, forte variabilidade de preços de curto prazo) com a expansão da oferta para o mercado livre? Quais?**



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

No Brasil, o atual modelo do setor elétrico prevê basicamente quatro mecanismos distintos de adequação do suprimento, detalhados a seguir:

- i) **Contratação de Lastro:** Obrigatoriedade de contratação de lastro para toda a venda ou consumo de energia tanto no ACR quanto no ACL, através dos contratos de energia, de modo que toda a energia negociada no mercado ou consumida esteja lastreada na garantia física de usinas. A obrigação é atrelada à cobrança de penalidade por insuficiência de lastro, o que eleva o preço dos contratos de energia em função do custo do lastro (oferta e demanda por lastro).
- ii) **Subsídio na Tust/Tusd:** O desconto na Tust/Tusd para fontes renováveis de energia também pode ser considerado um mecanismo de incentivo à expansão do parque gerador, permitindo ao gerador reduzir seu custo de transporte no ACR e ACL (parcela gerador) e permitindo a venda de energia a um preço mais elevado no ACL (parcela consumo). Os custos dos subsídios são arcados por consumidores cativos e livres, via CDE.
- iii) **Energia de Reserva:** a contratação de energia de reserva é outro mecanismo de adequação do suprimento, permitindo ao governo contratar capacidade adicional para o sistema conforme sua avaliação. Os custos são arcados por consumidores cativos e livres, via EER.
- iv) **Leilões de Energia:** por último, os Leilões de Energia Nova do ACR, alguns com parcela de energia ao ACL, são os principais instrumentos de contratação de capacidade para o sistema. Os LENs possuem basicamente três formas de incentivo aos novos investimentos: (i) Contrato de longuíssimo prazo (até 35 anos) indexados ao IPCA e com anuidade de recebíveis, o que facilita a financiabilidade; (ii) Preço-teto dos leilões – e preço final de contratação – geralmente são acima do preço de longo prazo da energia no mercado, o que demonstra uma maior disposição a pagar do governo em relação à energia nova; e (iii) Transferência de riscos para os consumidores, o que atrai investidores, mas distorce o preço final da energia no ACR (risco de submercado, de despacho, excludentes de responsabilidade, etc.)

Como se pode avaliar, esses diversos mecanismos (explícitos e implícitos) muitas vezes se sobrepõem, geram distorções nos sinais de preço da energia e não estimulam os agentes à eficiência, embora tenham sido capazes de atrair investimentos para o setor ao longo da última década e assegurado a expansão.

Ademais, o modelo atual de financiamento a novos projetos de geração está diretamente baseado na solidez dos Contratos de Comercialização de Energia com o Ambiente Regulado (CCEAR), que representam compromissos de compra de energia de novos empreendimentos em prazos que chegam até 30 anos. A indexação dos longos contratos ao IPCA, sem nenhum tipo de mecanismo de revisão ao longo do período do CCEAR, eleva a indexação na economia brasileira e cria pressão de realimentação inflacionária.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

A robustez dos contratos, que fornecem garantias suficientes para financiar a expansão, está no fato das concessionárias de distribuição estarem sujeitas a tarifas reguladas pela Aneel, com garantia de repasse dos custos com a aquisição de energia aos consumidores.

Os leilões para o Mercado Regulado atualmente fornecem contratos dos novos geradores com as distribuidoras que viabilizam financiamentos de longo prazo e permitem que o empreendedor de geração destine parte da energia ao Mercado Livre ou a autoprodutores. Mas tanto o governo, na elaboração dos editais para os leilões de energia nova, como os próprios empreendedores costumam destinar parte preponderante da energia ao mercado regulado, justamente pela qualidade dos recebíveis oriundos dos CCEAR, o que permitem viabilizar fontes seguras de financiamentos.

O comercializador livre, ao contrário da distribuidora, não pode contar com garantia de repassar eventuais aumentos no custo da energia a seus consumidores. Por essa razão um contrato entre um gerador e um comercializador livre não será por si só garantia suficiente para viabilizar o financiamento a uma nova usina.

O problema real da expansão da geração para o mercado livre é a falta de previsibilidade das receitas no longo prazo, ou seja, a grande questão à expansão de oferta de energia destinada ao mercado livre não é a inexistência de linhas de financiamento, mas sim a pouca capacidade ou disposição dos empreendedores de projetos de geração para este mercado de oferecerem garantias corporativas aos financiamentos.

Criar uma linha específica do BNDES para financiar o mercado livre simplesmente não resolve o problema, pois na ausência de um recebível de longo prazo de qualidade, a alternativa que o Banco terá será exigir, como hoje é feito em casos análogos, garantias corporativas.

Com a expansão do mercado livre, haveria uma alteração marcante do papel da concessionária de distribuição, que perde o monopólio da comercialização de energia do mercado cativo. Não haveria mais os consumidores regulados, mas somente consumidores que, embora sejam livres, optaram por não migrar para o mercado competitivo. Nesse regime, fica impraticável que as distribuídas declarem necessidade de compra para 5 anos à frente e se comprometam com contratos de longa duração e preços fixos, na forma como são os atuais contratos decorrentes de leilões. Nessa condição, a distribuidora teria que ter a agilidade de uma comercializadora para contratar e se desfazer de contratos, certamente com prazos mais curtos.

Vale alertar que os modelos de mercado, tal qual a proposta no âmbito desta Consulta, foram, em geral, implantados em países da União Europeia e da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, com modesto crescimento da demanda por energia elétrica e predominância de geração térmica.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Isso não significa que não pode haver expansão em modelos de mercado, em um país com crescimento relevante da demanda, com relevante participação de empresas estatais e predominantemente hidroelétrico.

Mas o desafio não deve ser subestimado e o marco regulatório deve construir uma alternativa adaptada para o problema que se pretende enfrentar.

A questão de se instituir um modelo de mercado de energia elétrica, em que a competição seja indutora da modicidade ao consumidor, e sinais de preços para a expansão da oferta e comportamento eficiente da demanda, não é trivial. As decisões de investimentos passam a ser feitas pelos participantes do mercado e não mais de maneira centralizada e é exatamente esse processo descentralizado que, espera-se, poderia trazer maior inovação e eficiência.

A introdução de uma sistemática dessa natureza é bastante complexa e deve ser evitada em sistemas em que há possibilidade de abusos de poder de mercado.

Como já mencionado, no caso brasileiro não houve separação das atividades de transmissão e geração.

Além disso, o sistema de transmissão oferece pontos de estrangulamento. Por fim, o setor de geração hidroelétrica é bastante concentrado.

Não basta destinar energia de leilões de energia nova aos dois ambientes. É necessário construir uma forma diferente de expansão. Dada a variabilidade do mercado das distribuidoras, as mesmas não poderão mais se comprometer com contratos longos com quantidades e preços fixos. Ademais, nos projetos estruturantes observa-se o recorrente descasamento entre entrada em operação comercial (Garantia Física) e capacidade de escoamento da geração.

Atualmente, a liquidez do mercado em firmar contratos está nos primeiros 5 anos. Nos demais anos, há necessidade de gestão de contratação no médio e longo prazos que determinará o sucesso do negócio. O risco de mercado pode ficar a cargo da Comercializadora. Tendo em vista que, o grande problema do mercado atual de energia é a falta de liquidez, propõe-se a utilização de garantias de recebíveis rolantes com vigência de 5 anos, que necessariamente deveriam ser renovadas neste prazo ou conferidas garantias corporativas.

Formação de preço

As decisões de investimento dependem da confiança na estrutura de mercado e formação de preços.

Os preços do mercado de curto prazo são essenciais para dar os sinais econômicos adequados aos investidores e apoiar os agentes na comercialização e gestão de seus riscos, contribuindo para o funcionamento eficiente do mercado. No Brasil o PLD tem sofrido significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o MCP um ambiente caracterizado por elevada incerteza e de constantes interferências regulatórias.

A formação de preço do mercado de curto prazo, que subsidia a tomada de decisão dos investidores e agentes de mercado, poderia ser feito a partir de ofertas dos



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

agentes. Uma vez que os geradores possam efetuar suas próprias ofertas de preços, eles devem assumir os riscos correspondentes, sem receber qualquer tipo de proteção comercial exceto, eventualmente, aquela proporcionada pelo MRE, que terá de ser devidamente adaptado à oferta de preços. Sabendo-se que mesmo em um modelo de mercado haveria elevação dos preços como decorrência de uma hidrologia adversa.

A formação de preço pelo mercado, torna-o crível, transparente e aderente às expectativas dos agentes, contribuindo com maior liquidez no mercado de energia e criação de bolsas, culminando em participação do mercado financeiro, conferindo lastro e aportando garantias, garantindo, assim, a financiabilidade do setor. Por consequência, o mercado se equilibraria para promover a expansão.

Na maioria dos mercados de energia no mundo, o preço de referência no mercado *day-ahead* (para o dia seguinte) é de grande importância para todo o mercado de energia. Atualmente, esse preço de referência é construído através de um leilão diário, que é utilizado para a liquidação de contratos futuros, indexando contratos de longo prazo.

Independentemente de ser ter um preço de curto prazo formado por modelo computacional com base em custos ou por oferta de preços dos agentes, **o ponto central é a aderência do processo de formação de preços à realidade operativa do sistema, de forma que o preço de curto prazo possa conferir um sinal econômico adequado a agentes e consumidores.**

Nesse sentido, é muito importante o trabalho que vem sendo desenvolvido pelo MME para o aprimoramento do modelo computacional e a definição de critérios de governança para a formação de preços, sem prejuízo da realização de estudos direcionados à formação de preços por oferta, de forma a refletir as expectativas dos agentes de mercado.

Bolsas de Energia

Caracterizam-se por transações anônimas, liquidadas por Câmaras de Compensação e Liquidação (*Clearing Houses*) que se tornam contraparte central em todas as transações. Em caso de default utiliza várias linhas de defesa para cobertura das operações, garantindo o pagamento e a entrega das transações. Uma outra característica importante das Bolsas é a formação de preços transparente e divulgação de referências de preço para o mercado (Benchmark), o que propicia a maior capacidade de decisão dos investidores e facilita a entrada no mercado – menor risco e referência de preços para todos, fornecendo qualidade aos recebíveis do ACL.

Para sua implantação parte-se do pressuposto da adoção como requisito de regras e regulamentos que disciplinam a parte “física” do negócio, ao mesmo tempo que são adotados contratos padronizados. Isto é seguido pela negociação bilateral, muitas vezes assistida por *market brokers*, que ajudam a criar oportunidades de negócios entre os participantes do mercado. Essas negociações começam a ser publicadas, criando o início de um mercado transparente. A partir da formação transparente do



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

preço, novos participantes são atraídos ao mercado, e este evolui até o desenvolvimento de bolsas de negociação, derivativos e índices de preço, permitindo a diversificação de riscos e proporcionando maior segurança para as negociações.

Entretanto, acreditamos que tais aprimoramentos devam ser incorporados ao mercado de energia exclusivamente pela iniciativa privada, uma vez que as atividades de bolsa e *clearing house* envolvem riscos financeiros e, portando, não devem ter órgãos públicos em sua composição societária, embora devam ser reguladas e fiscalizadas pelos órgãos competentes tanto do setor elétrico quanto do setor financeiro.

Além disso, uma eventual participação do poder público em sociedades de bolsa tende a inibir o desenvolvimento de estruturas alternativas, com o indesejável comprometimento da flexibilidade, heterogeneidade e multiplicidade concorrencial. Esses deveriam ser os instrumentos fundamentais para a realização dos objetivos de inovação institucional, eficiência, ganhos de produtividade, desenvolvimento de produtos e pulverização de riscos associados ao mercado livre.

Separação entre lastro e energia: condição essencial para a implementação da portabilidade

Um dos grandes problemas que afeta profundamente o modelo comercial vigente é a mistura que existe entre “lastro”, valor da confiabilidade, e “energia”, hedge contra variabilidade de preços no MCP. Efetivamente, ao contrário do que ocorre em outros países, aqui é impossível contratar um sem contratar o outro, e esta mistura é responsável por várias discussões observadas atualmente. Da mesma forma, já observamos que a separação entre lastro e energia é essencial para viabilizar a expansão do mercado livre.

Os princípios básicos em outros países são todo consumo deve estar 100% respaldado por lastro (garantia física), sendo os desvios negativos entre recurso e requisito valorados à penalidade, e os contratos são instrumentos financeiros, de gerência de riscos, contra os preços de mercado.

A não obrigação dos consumidores livres (e também dos consumidores especiais) de adquirir lastro com antecedência faz com que estes não tenham sequer a obrigação de contratar energia, podendo adquiri-la exclusivamente no mercado de curto prazo. Por outro lado, o estímulo a realização de leilões para a contratação de capacidade de geração, com o objetivo de “garantir que as necessidades de energia requeridas pelos consumidores sejam integralmente lastreadas por respaldo físico de geração” promoveria a expansão da oferta para fazer frente ao crescimento da demanda, sendo os custos desta contratação pagos basicamente por todos os consumidores do SIN, porém a energia continuaria sendo de propriedade do gerador. Teríamos, desta forma, geradores contratados para proporcionar lastro físico ao sistema e remunerados pela prestação do serviço de confiabilidade que recupera parte de suas receitas, e com direito a vender sua energia livremente aos demais agentes ou colocá-la no mercado de curto prazo em transações completamente separadas, o que caracterizaria, para esses geradores, a separação efetiva entre lastro e energia, o que



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

simplifica a regulação, permite o desenvolvimento de produtos financeiros mais sofisticados e facilita a abertura do mercado livre pela amplitude de produtos.

Este conceito no contexto atual, eliminar-se-ia a obrigação de contratar lastro para cobrir 100% de seu consumo cativo pelas distribuidoras, uma vez que tal obrigação, além de ser incoerente com a separação entre lastro e energia, e de não ser isonômica no tratamento dado aos consumidores livres e cativos, exacerba ainda mais as dificuldades que as distribuidoras terão de enfrentar em um ambiente no qual os consumidores serão livres para sair e retornar à condição de cativos.

Com entrave, ter-se-iam dois tipos de geradores: aqueles cujo lastro é de alguma forma remunerado pelo sistema, e por isso poderão vender sua energia a preços reduzidos, e todos os demais, cujo lastro não será remunerado pelo sistema, e que deverão remunerar seus projetos apenas a partir da venda de energia, e por isso serão forçados a aumentar o preço de sua energia.

Há que se considerar uma regra de transição entre o ambiente atual, com contratos de longa duração que remuneram lastro e energia, e um ambiente no qual eles seriam remunerados separadamente. A rigor, deve-se estabelecer o princípio de que lastro e energia são entes distintos, sendo o primeiro remunerado por um encargo pago por todos os consumidores e recebido por todos os geradores (a menos de regras específicas de transição entre o ambiente atual e este novo ambiente).

Conclui-se então que o custo da expansão atual é muitas vezes repassado aos consumidores de forma indireta, principalmente pela transferência de riscos ingerenciáveis e pela contratação de longo prazo que indexa os contratos por até 35 anos e realimenta a inflação, criando uma pressão tarifária aos consumidores no futuro.

A criação de um mercado de capacidade, conforme proposto, tem o objetivo de justamente reduzir o custo de expansão do sistema, através de um mecanismo concorrencial (leilão) para a contratação da expansão de forma transparente e sem subsídios cruzados, além de evitar a indexação de longo prazo de toda a venda da energia como ocorre atualmente no ACR (energia + lastro por até 35 anos indexados ao IPCA, sem revisão).

Por fim, os projetos de geração voltados ao ACL devem ser considerados de maneira mais abrangente no planejamento do setor elétrico nacional, em especial quanto ao acesso a instalações de transmissão classificadas como integrantes da rede básica.

A observância da proporção entre os ambientes de contratação quando da licitação de novos empreendimentos de geração hidrelétrica permite que as necessidades de energia dos consumidores do ACL possam fomentar a implantação de novas usinas hidrelétricas e, desta forma, utilizar recurso energético de menor custo econômico e ambiental.

Em síntese, com a compatibilização da contratação centralizada do lastro com o mercado livre, tem-se:



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- Contratação de lastro centralizada, obrigatória, em avanço, para todos os consumidores, cujos custos são recuperados via encargo, suficiente para cobrir o financiamento em conjunto com a venda de energia, permitindo o desenvolvimento de estruturas de financiamento baseadas no Project Finance
- Contratação de energia de longo prazo é proteção contra volatilidade do PLD e não é mais mandatária
- Leilões ACR podem ser mantidos, porém com preço teto reduzido (encargo de capacidade máximo) valorado por fonte/tecnologia, mas deve haver competição entre as fontes no leilão. Consideração das externalidades das fontes na definição do preço teto
- Consumidores livres e especiais escolhem livremente o fornecedor de energia
- O valor do PLD máximo é calibrado para assegurar que a renda total (lastro + energia) seja exatamente a necessária para remunerar os custos fixos e variáveis: $E\{PLD\} + \text{Lastro} = CME$

Tal solução precisa ser avaliada e enfrentada, caso contrário poderemos ter um modelo de mercado de sucesso momentâneo, propiciado por uma conjuntura de excesso de oferta, e, por outro lado, a falta de novos investimentos em geração, que traria graves problemas no futuro.

Entendemos ainda ser necessária a caracterização do papel diferenciado das fontes de geração, haja vista requisitos de despachabilidade e intermitência.

Acreditamos ainda que os consumidores livres devem ter o direito de comercializar seus excedentes de energia no mercado, o que está relativamente regulamentado através da cessão de montantes



8 Subsídios

Objetivo:

Avaliar o impacto da expansão do mercado livre no custeio dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) concedidos, a depender da potência injetada no sistema, a pequenos empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa (fontes alternativas) e a seus consumidores.

- 8.1 A expansão do mercado livre exigirá mais recursos para custear os descontos na TUST e na TUSD? Em caso positivo, os consumidores brasileiros de energia elétrica serão onerados assimetricamente?**
- 8.2 É viável expandir o mercado livre com base na comercialização de energia elétrica subsidiada?**
- 8.3 O fim da assimetria no valor das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é requisito para expansão do mercado livre?**
- 8.4 Deve ser revisto o subsídio às fontes alternativas?**
- 8.5 Deve ser modificada a forma de financiamento do subsídio às fontes alternativas?**
- 8.6 Caso haja subsídio, o montante de subsídio deve ser fixado previamente e disputado nos leilões? Ou seja, o montante deve ser definido a partir de um processo concorrencial em que é beneficiado aquele que aceitar o menor valor de subsídio?**
- 8.7 Qual o papel do desconto na TUST e na TUSD na expansão atual no mercado livre?**

Subsídio é o resultado de uma ação governamental que confere vantagem a consumidores ou produtores para complementar renda ou reduzir custos.

Formas de subsídio:



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- pagamento direto do governo ao consumidor ou produtores;
- empréstimos com garantias governamentais, juros subsidiados, ou em condições especiais;
- reduções de impostos específicos;
- participação do Estado no capital da empresa;
- provisão governamental de produtos e serviços a valores abaixo do mercado;
- compras governamentais de produtos e serviços por valores acima do praticado pelo mercado;
- pagamentos implícitos por meio de ações governamentais de regulamentação que alteram o preço de mercado e o acesso (redução de barreiras à entrada).

Condições necessárias para a implantação de qualquer subsídio:

- um estudo (uma Avaliação de Impacto Regulatório) que mostre a importância da intervenção, seus custos, os efeitos distributivos (quem ganha e quem perde) e a inexistência de alternativa menos onerosa e,
- avaliações periódicas dos impactos da política pública.

Características desejáveis do subsídio:

- Corrigir uma falha de mercado;
- Compensar uma atividade por benefícios não quantificados pelo mercado (as externalidades positivas);
- Desenvolver uma atividade necessária para a sociedade;
- Montante mínimo necessário para corrigir ou atenuar a falha de mercado que justificou a sua concessão;
- Durar enquanto a falha de mercado persistir, ou seja, devem ser temporários ou serem submetidos a procedimentos de revisões periódicas.
- Não devem ser cruzados;

Cruzados – arcados por outros agentes que atuam nesse mesmo mercado

- O subsídio cruzado é como um imposto pago por um agente a outro;
- Uma transferência de renda que não é custeada pela carga tributária;
- Um instrumento que não atende necessariamente ao princípio da equidade;
- Um benefício que é arcado apenas por alguns agentes sem que estes tenham total ciência em quanto estão sendo onerados, via de regra, em virtude de falta de transparência.

Parte significativa dos subsídios concedidos no setor elétrico brasileiro é recuperada via o encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, pago por todo segmento consumo em diferentes proporções a depender do nível de tensão e localização.

Composição de despesas da CDE

- Conta de Consumo de Combustíveis – CCC
- Descontos Tarifários
- Programa Luz para Todos – PLpT



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

- Baixa Renda
- Indenização de Concessões
- Subvenção Redução Tarifária Equilibrada
- Carvão Mineral
- Financiamentos concedidos
- Formação de uma reserva na CDE

A CDE tem como fontes de receita:

- Os recursos do Tesouro Nacional (aportes diretos, pagamento pelo uso do bem público, multas da Aneel e RGR) e
- Os recursos arrecadados dos consumidores de energia elétrica pelas Distribuidoras por meio das cotas a elas atribuídas.

Há vários obstáculos para a revisão dos subsídios:

- força dos grupos de interesse e o comportamento *rent seeking*;
- mitos e medo de mudança;
- ausência de debate político;
- preocupações com aspectos de competitividade e distributivos, sobretudo no que tange a interesses regionais;
- falta de transparência;
- restrições legais, administrativas e tecnológicas; e
- crescimento da cultura de que o subsídio é um direito adquirido.

O foco da avaliação das consequências econômicas dos subsídios deve ser:

- aumento da transparência;
- redução do custo;
- limitação da duração do programa;
- fortalecimento do controle e recuperação de custos; e
- seleção de um enfoque programático.

Atualmente, em nome do mercado e da eficiência, há subsídios alocados de forma assimétrica entre os consumidores, sem que haja a devida transparência sobre seus valores.

Entendemos que a assimetria na cobrança da CDE deve ser corrigida, em função da falta de isonomia na cobrança das políticas públicas inseridas nesta rubrica.

Descontos Tarifários

A partir de 2013, após a publicação da Medida Provisória nº 579 de 2012, com a incorporação dos novos custos à CDE, a Aneel passou a definir as tarifas da CDE_TUSD exclusivamente em R\$/MWh, sem diferenciação por nível de tensão.

Com isso, os subsídios às fontes alternativas, que são concedidos por meio de descontos nas tarifas de uso do fio, deixam de ser cobrados adequadamente, em RS/kW, e passam a ser cobrados em R\$/MWh, sem diferenciação por nível de tensão.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Esta alteração elevou significativamente os custos para os consumidores conectados em alta tensão, além de transferir para os consumidores conectados à rede básica, que pagam a CDE, custos relativos aos subsídios da rede de distribuição.

Deste modo, entendemos que, enquanto existirem subsídios nas fontes de energia alternativa, estes devem ser cobrados em R\$/kW e de modo proporcional ao custo marginal de atendimento de cada nível de tensão. O realinhamento da CDE aprovado na Lei 13.360/16 é um aprimoramento para corrigir esta distorção.

O papel do desconto na TUST e na TUSD na expansão atual no mercado livre é o de estimular a entrada de empreendimentos de energia incentivada no ACL, papel similar realizado por um encargo de capacidade.

Estes empreendimentos devem servir como lastro para o consumo de consumidores especiais. Sem os descontos nas tarifas de uso, o ACL teria maiores dificuldades para expandir tais fontes.

Já o ACR, que não se beneficia de tal desconto no consumo (apenas a parcela do gerador), utiliza os leilões como forma de estimular a entrada destes empreendimentos no mercado cativo, estabelecendo certames com produtos por fonte e com preços mais altos daqueles praticados no mercado. O mesmo ocorre na contratação de energia de reserva, que é paga igualmente por consumidores cativos e livres.

O aumento dos elegíveis ao desconto nas tarifas de transporte pela comercialização de fontes incentivadas traz grandes impactos ao setor elétrico, em especial sobre a tarifa, uma vez que tais subsídios tarifários incidentes sobre a TUSD e a TUST repercutirão em impactos para os demais usuários de forma a garantir a arrecadação das receitas reconhecidas nos processos tarifários para as distribuidoras e transmissoras.

Em 8 anos, considerando o desconto mínimo de 50%, estima-se um aumento de 267% da receita associada ao desconto tarifário, face a ampliação do alcance do desconto na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, TUSD e TUST, para fontes incentivadas.

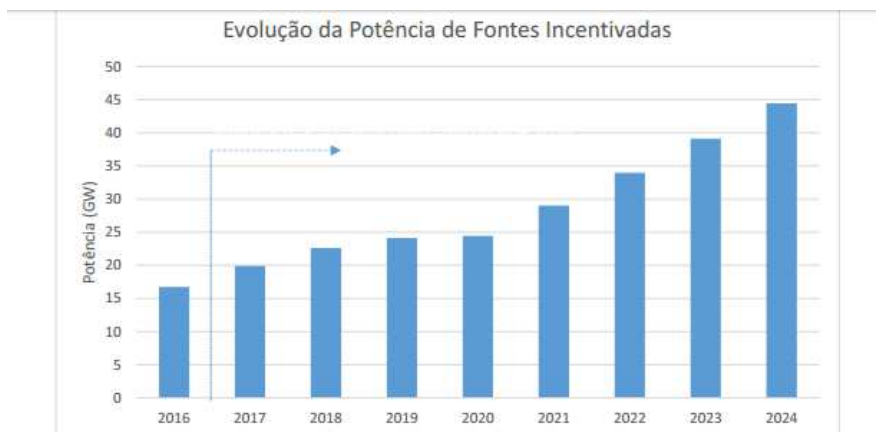


Figura 3: Evolução da potência de fontes incentivadas o horizonte do PDE 2024 – simulação



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

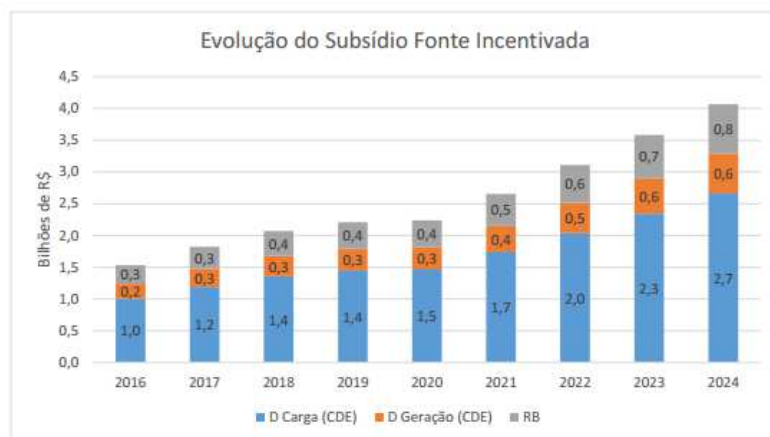


Figura 4: Evolução do subsídio fonte incentivada no horizonte do PDE 2024 - simulação

Fonte: Nota Técnica nº 149/2016 – SGT-SRG/ANEEL, de 30/05/2016

No sistema de distribuição, o veículo de arrecadação do subsídio de desconto na tarifa de uso é a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, conforme determina a Lei nº 10.438/2002, alterada pela nº 12.839/2013. Na CDE/2016 a participação dos subsídios relativos à geração e consumo provenientes de fonte incentivada no total de subsídios do sistema de distribuição é de aproximadamente 20,12%, o que representa R\$ 1,238 bilhões. Isso representa 6,39% do orçamento total de CDE 2016, de R\$ 19,384 bilhões. Trata-se, portanto, de valor já significativo e que irá aumentar de forma potencializada com a ampliação do desconto que alcançará geradores de maior porte. Ademais, o subsídio associado ao desconto concedido para a carga é mais de 4 vezes superior ao provocado pela geração. Isso se deve principalmente pelo valor da tarifa da carga, superior ao da geração e pela característica do mercado.

No sistema de transmissão, os valores não pagos pelos usuários alcançados pelo desconto na TUST são rateados tanto pelo segmento consumo, como pelo segmento geração. De acordo com a REN nº 559/2013, as TUST dos geradores devem ser estabilizadas (por 10 ciclos tarifários ou pela outorga), de modo que o segmento consumo absorva o risco de variação de arrecadação decorrente desta estabilização para fechamento da Receita Anual Permitida – RAP que deve ser recuperada pelos usuários da Rede Básica. Assim, a receita associada aos descontos concedidos impacta diretamente o segmento consumo.

Para o segmento geração, quando do cálculo da TUST, faz-se previsões de diversos parâmetros que afetam o cálculo (rede elétrica, investimentos, RAP, etc), dentre eles, o de receita devida a redução tarifária oriunda da Lei nº 9.427/1996, a fim de capturar participação dos geradores na composição do subsídio desse desconto.

Observar-se-á ainda distorções econômicas, uma vez que empreendimentos mais distantes do centro de carga ou que oneram mais o sistema elétrico podem ser os mais beneficiados pelo desconto nas tarifas de transporte de energia. Ademais, o grande beneficiário, em detrimento dos demais, é o gerador de fontes incentivadas.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Em países desenvolvidos, tais como Alemanha e Espanha, após 20 anos de concessão de benefícios às fontes incentivadas, vem se buscando uma redução, com forte reação contrária por parte dos geradores. A inexistência de uma política clara de redução dos benefícios, também ausente no Brasil, teve como consequência a falta de estímulo para a redução de custos.

O desconto na TUST/TUSD deveria ter um prazo determinado, 5 anos por exemplo, ou, pelo menos, prever a revisão do benefício uma vez que algumas fontes já têm se apresentado viáveis comercialmente, cessando o desconto quando do término da outorga. A expansão do mercado livre certamente dependerá de fontes alternativas, para as quais deveria ser exigido processo produtivo mais eficiente e competitivo, de forma a contribuir para a queda das tarifas.

Assim, acreditamos que a separação de lastro e energia e a criação de um mercado de capacidade devem modificar a forma de incentivo à entrada de fontes alternativas (e demais fontes) no setor, tornando desnecessário o desconto na TUSD e TUST.

As tarifas rural, rural irrigante e baixa renda também têm descontos cobertos pela CDE, sendo os valores apurados anualmente (exceto para baixa-renda que é mensal).

Um ponto que enseja questionamento é até que ponto o subsídio para consumidores rurais irrigantes beneficia latifúndios? Atualmente não existem critérios para distinguir o consumidor rural que requer auxílio para o pagamento de sua conta daquele de alta renda.

Além dessa fragilidade da atual estrutura tarifária, a distribuição de energia elétrica para os consumidores rurais é mais custosa do que para os clientes que vivem em aglomerados urbanos, em especial devido à maior distância percorrida, à falta de escala e, eventualmente, a dificuldades de acesso devido ao relevo. Esse custo é arcado pelos demais consumidores e, ao invés da sinalização na tarifa do rural, a atual estrutura tarifária vem mantendo os descontos.

No caso dos irrigantes, o subsídio é ainda maior do que para o rural. Entende-se que o irrigante contribua para o sistema elétrico, à medida que modula seu consumo para o período “reservado”, compreendendo a madrugada e algumas horas da noite e/ou da manhã. Porém, o desconto na tarifa deveria estar atrelado mais ao horário de uso do sistema (madrugada) do que à atividade econômica (irrigante).

Aos clientes rurais, propõe-se o uso de critérios objetivos para definir aqueles que deverão ter tarifa subsidiada com base na comprovação da renda e/ou nível de consumo, discriminando conforme o nível de tensão. Quanto à tarifa dos irrigantes, propõe-se a inclusão de subsídios àqueles que modularem seu consumo e retirar os subsídios pelo simples fato de ter atividade econômica relacionada à irrigação.

Ainda sobre a concessão de incentivos, até que ponto o *net metering*, sistema de compensação de energia elétrica, caracteriza-se como um Robin Wood às avessas, ou seja, beneficia consumidores com capacidade de investir em usinas em detrimento dos demais?



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Uma solução simples seria fazer o desconto apenas na TUSD na montagem das tarifas – ou seja, todos os consumidores (de qualquer classe, nível de tensão) teriam a mesma TE e os descontos seriam concentrados na TUSD.

O avanço da mini e microgeração, em função da estrutura tarifária atual no segmento da distribuição, a qual concentra diversos custos na TE, teria efeitos deletérios sobre a atividade das distribuidoras. No limite, os subsídios à mini e microgeração estimulam que cada unidade consumidora se torne um gerador, porém, a TUSD não seria capaz de cobrir todos os custos da distribuição. O papel da distribuição deve, então, ser repensado.

A distribuidora como transportadora de energia deve ser beneficiada com uma estrutura tarifária que capture a nova realidade, como por exemplo, por meio de uma tarifa de uso em duas partes, em que a componente fixa represente o custo pela disponibilidade, e a componente variável represente o custo variável pela energia consumida. Ademais, deve-se incentivar a prestação de outros tipos de serviço, que serão o futuro da distribuição, tais como o compartilhamento de infraestrutura, serviços pontuais na rede do cliente, etc. Atualmente, os ganhos com outras receitas são compartilhados com os consumidores, tornando pouco atrativo investir em novos negócios.

Propõe-se, então, que a estrutura tarifária seja revista e que os ganhos com outras receitas deixem de ser compartilhados com os consumidores, uma vez que o futuro da distribuição deve acompanhar os avanços no mercado livre e na geração distribuída.

Conclusão:

É mais do que oportuna a realização de um diagnóstico e uma reavaliação dos subsídios existentes no setor, e particularmente, os subsídios cruzados, em prol da modicidade tarifária do país.

A discussão de abertura do mercado é uma ótima oportunidade para essa reavaliação.

A tarefa é árdua, mas a discussão tem que ser enfrentada, para que um novo ambiente de negócios parta de uma base entendida (ainda que não aceite consensualmente) por todos.

A liberalização do mercado apenas tem implicações diversas, cuja solução pode levar alguns anos – assim, a recomendação é de cautela, pensando as coisas e testando antes de aplicar massivamente.

Como proposta à questão deve-se possibilitar a compra de energia convencional para os atuais consumidores especiais alterando os limites regulados. Esta alternativa mostra-se benéfica ao mercado e aos consumidores como um todo, pois além de fortalecer o mercado livre, amplia a transparência e a competitividade entre as fontes, permitindo que as forças de mercado atuem e determinem o preço mais justo resultante do equilíbrio entre a oferta e demanda, mitigando o poder e a reserva de mercado.



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

Avaliar outras formas de repartir o subsídio - o montante de subsídio deve ser fixado previamente e disputado nos leilões onde o beneficiado deve aceitar o menor valor de subsídio, adequando seu valor à real necessidade das fontes. O nível de subsídios e prazos para sua concessão baseados em estudos econômicos periódicos que atestem o valor real de cada fonte, o subsídio e prazo necessário.

9 Estratégia de ampliação do mercado livre

Objetivo:

Avaliar a estratégia mais adequada para a ampliação do mercado livre, a fim de evitar movimentos abruptos no setor e de permitir que os agentes reavaliem com antecedência suas estratégias de atuação.

9.1 Quais os principais elementos a serem observados na expansão do mercado livre? Ou seja, como expansão do mercado livre deve ocorrer?

9.2 A expansão do mercado livre deve ser feita pela diminuição gradual do limite de carga ou todos os consumidores deveriam ser livres a partir de uma determinada data?

Ao aprofundar o debate quanto à reestruturação proposta é importante salientar que há potencial para que os consumidores paguem preços menores tanto no regime regulado quanto no modelo de mercado. A regulação pode ser mais favorável se o responsável pelo marco legal é capaz de criar um processo regulatório que seja efetivo em incentivar a produção de maneira eficiente ou se o desenho de mercado é incapaz de estabelecer competição suficiente, criando oportunidade para que os agentes do mercado definam preços muito maiores do que os custos marginais de produção da última unidade vendida. Mercados competitivos, por sua vez, são preferíveis se a regulação é ineficaz em produzir incentivos à eficiência ou se a competição é realmente forte. Ao fazer a escolha entre mecanismos de mercado ou mecanismos de regulação, deve-se ter em mente que se trata de uma escolha entre dois mundos imperfeitos. A escolha deveria recair sobre a proposta que maximiza a função objetivo do responsável pela escolha política.

A experiência dos Estados Unidos, cujo setor elétrico é descentralizado, serve de exemplo para esta discussão. Cada estado americano tem avaliado sua matriz energética, as necessidades de investimentos em expansão, os riscos associados a novos investimentos, os benefícios potenciais dos regimes regulados e de mercados competitivos, os riscos de abuso de poder de mercado para, então, definir se reestruturam seus setores elétricos ou se preservam o modelo tradicional, em que predominam monopólios naturais verticalizados e regulados. A figura a seguir mostra os estados que optaram pelo regime de mercados competitivos, os que preservaram

Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

o sistema tradicional de regulação e aqueles que têm regimes híbridos por terem atrasado ou suspenso o processo de reestruturação. Como se vê, 16 estados optaram por mercados competitivos, 6 escolheram modelo híbridos e suspenderam a completa reestruturação e outros 26 preservaram o modelo tradicional de regulação.

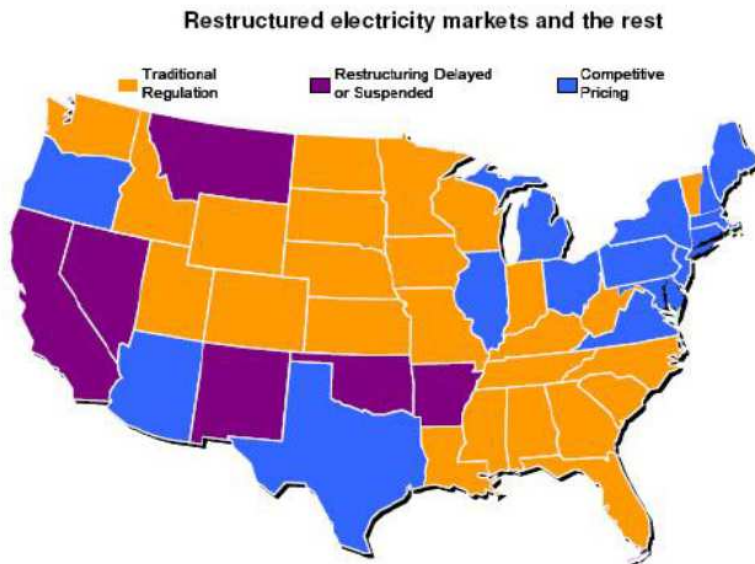


Figura 5 – Opção regulatória nos Estados Unidos

Fonte: Menlo Energy Economics

Entre os autores que pesquisam os processos de reestruturação de setores de energia elétrica ao redor do mundo, há certo consenso de que é bastante simples cometer erros que custarão extremamente caro aos consumidores e ao país. A experiência em muitos países mostra que o sucesso das reestruturações do setor elétrico não é simples e que há risco de problemas de performance muitos custosos se a reestruturação for feita de maneira incompleta ou incorreta.

Nesse sentido, é desejável uma postura de cautela, evitando decisões baseadas em uma conjuntura favorável de excesso de oferta, que traria benefícios momentâneos aos consumidores que migrassem ao mercado livre. Não se deve esquecer que nos dois anos anteriores a 2016 a conjuntura era diferente da atual: preços elevados, escassez de oferta e, por consequência, pouco incentivo à migração. Tais cenários são cíclicos.

No desenho de mercados competitivos, há questões fundamentais, condicionantes para que haja competição e limitação de abuso de poder de mercado, que precisam ser discutidas e enfrentadas, a exemplo da segregação das atividades reguladas daquelas competitivas e da não conclusão das privatizações.

Quanto a segregar atividades competitivas de monopólios naturais regulados, condição fundamental no modelo de mercado, duas questões podem emergir na hipótese desse problema não ser devidamente enfrentado. Primeiro, a empresa tende a alocar custos da atividade competitiva na atividade regulada, por almejar o



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

repassse desses custos às tarifas. Nesse caso, o mercado seria prejudicado porque um dos agentes teria custos contabilizados menores do que seus custos reais, distorcendo as condições de competição. Um exemplo, que mostra a distorção na competição, tanto na geração quanto no consumo, é o subsídio ao carvão nacional, pago por todos os consumidores, que permitiu a venda de energia em leilões regulados, o que beneficiou apenas os consumidores do ACR, com evidente vantagem dos geradores das usinas térmicas a carvão subsidiado sobre os de outras fontes.

Segundo, tem-se o abuso de poder de mercado. No caso, um transmissor e um gerador, pertencentes ao mesmo controlador, podem declarar, por exemplo, a indisponibilidade de uma linha de transmissão para maximizar o valor da energia elétrica gerada por sua usina.

De outro lado, a presença marcante de empresas estatais é outra fonte de preocupação. Alguns autores destacam que a privatização é fundamental para criar uma restrição orçamentária rígida e fortes incentivos para melhoria de performance, que reduziriam custos e acirrariam a competição. Dado o domínio estatal, questiona-se a função objetivo dessas empresas, dado o risco da perseguição de agendas políticas dissociadas da racionalidade econômica ao invés da operação eficiente.

Outra preocupação relativa à dominância estatal são os investimentos em expansão da geração. Em um modelo de mercado, tende a haver pouco investimento privado em expansão se o setor é dominado por estatais. Isso se dá por duas razões: 1) quando há participação substancial do governo, há mais espaço para intervenções políticas no mercado, limitando danos para os consumidores decorrentes de “falhas” do mercado. Diante dessa possibilidade de intervenção, o investidor privado teria receio de investir; 2) em momento de restrição de oferta o Governo poderia utilizar as empresas que controla para impedir a elevação dos preços de mercado. Esse cenário também afugentaria investidores. Esses problemas são potencializados quando a matriz é predominantemente hidroelétrica, como no caso brasileiro, em que a evolução dos preços de mercado é bastante incerta.

Isto em vista, a expansão do mercado livre depende de um marco regulatório estável para que seja realizado de forma sustentável. O ideal é que se defina um cronograma de abertura gradual do mercado, permitindo uma transição para o modelo de mercado e a acomodação dos contratos de energia.

Entendemos que a expansão do mercado livre deve ser gradual e testada no grupo “A” antes de eventual expansão para o grupo “B”, de maneira compatível à viabilização das novas tecnologias como as redes inteligentes. Deve ser prevista governança e exigências ao ACL.

À medida em que sejam reduzidos os limites para elegibilidade da categoria “especial”, que tem direito a desconto de pelo menos 50% nas tarifas de fio, os geradores incentivados, que têm o direito ao desconto ao atender esses consumidores, tenderão a buscar os consumidores com menor nível de tensão, pelo simples motivo que estes consumidores têm as maiores tarifas de fio e, portanto,



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

descontos maiores. Isto poderá levar os geradores especiais a “abandonar” os atuais consumidores especiais, os quais, por sua vez, poderão tornar-se consumidores livres. Por outro lado, é possível que os geradores incentivados tenham relutância em atender consumidores de tão pequeno porte, e neste caso esta “passagem” poderá (ou não) ocorrer pela mão dos comercializadores varejistas.

10 Conclusão

Concorda-se com a importância de, constantemente, monitorar e aperfeiçoar o marco regulatório do setor elétrico. Diversos países fizeram a reestruturação do setor no sentido de introduzir competição nos seguimentos de geração e comercialização. No entanto, a transmissão e distribuição de energia elétrica permanecem monopólios naturais regulados.

Depois, a promoção de eficiência e qualidade dos serviços nas tarifas pode ser obtida por meio de regulação, de mercado ou de modelos híbridos, como o brasileiro. A escolha deve recair sobre a alternativa que maximize a função do formulador de políticas públicas e a forma de fazê-la passa por uma avaliação objetiva dos problemas a serem enfrentados, todas as alternativas possíveis de serem adotadas, custos e benefícios de cada uma para, em seguida, escolher a que melhor se adequa às características do setor elétrico brasileiro. A contratação de especialistas internacionais que tenham participado de processos de reestruturação em outros países seria importante para que se evitasse erros cometidos e para que o design de mercado criasse as condições para a competição.

Se questões fundamentais deixarem de ser tratadas quando da implementação podem transformar um sucesso momentâneo decorrente de um excesso conjuntural de oferta em graves e custosos problemas futuros. Dentre estas questões destaca-se a transição do modelo atual para um modelo de mercado; a financiabilidade dos investimentos em expansão e a limitação do abuso de poder de mercado. O tratamento tempestivo dessas questões, com amplo debate de todos os agentes envolvidos é fundamental para a criação de um modelo de mercado sólido, que garanta segurança para investidores e preços justos aos consumidores.

Com relação à transição, demonstrou-se que o potencial de migração de consumidores para o mercado livre é substancial, enquanto a possibilidade de gestão de contratos de compra de energia pelas distribuidoras é praticamente nula. Os contratos foram legitimamente celebrados nos moldes do Ambiente de Contratação Regulada e não há previsão legal ou contratual para rescindi-los ou reduzi-los.

Deve ser construída uma transição robusta que resolva a solução de compromisso entre a liberdade de migração e a limitação de impactos para os consumidores que não migrarem.

No que se refere à expansão, diferente da maior parte dos países que implementaram a reestruturação de seus setores de energia, o crescimento da demanda por energia elétrica no Brasil tende a crescer de maneira relevante. O



Contribuição EDP à Consulta Pública nº 21 do MME

modelo atual resolveu o problema da expansão assegurando o repasse tarifário de contratos de longo prazo com preços fixos. O mercado regulado das distribuidoras é o instrumento de fomento da expansão. Num modelo de mercado, esta lógica deve ser substituída dada a impossibilidade de as distribuidoras se comprometerem com contratos tão longos. É preciso criar condições para que haja financiadores (capital próprio e de terceiros) para projetos de expansão dentro de um modelo de mercados competitivos, impactos sobre o preço tendem a ser inevitáveis.

Por fim, há que se restringir os abusos de poder de mercado. As firmas são maximizadoras de lucros e falhas de modelagem as levarão a abusar de sua condição em prejuízo do consumidor. A esse respeito, cita-se a possibilidade de um mesmo grupo econômico explorar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. No mesmo sentido, o porte de algumas empresas as torna dominantes, seja em contexto nacional ou regional.

É louvável a iniciativa desse Ministério com a abertura desta CP 021/2016, ao buscar tratamento cuidadoso e uma discussão detida e meticulosa com todos os agentes envolvidos, para que uma reforma abrangente e complexa no modelo de comercialização de energia atinja os objetivos de propiciar a competição e modicidade dos preços da energia elétrica.