

Revista Brasileira de Energia

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte. Informação obtida no verso da folha de rosto da versão impressa em 22 de julho de 2014.

REFERÊNCIA

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, v.11, n.2, p.1-9, 2005. Disponível em: <www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=181 >. Acesso em: 22 jul. 2014.

Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro

Ivan Camargo¹

1) Introdução

Este texto é uma análise dos modelos de competição do setor elétrico com ênfase nas características do sistema brasileiro. A sua estrutura está baseada nos conceitos apresentados nas referências [1] e [2], tentando adaptar a literatura aos problemas reais do nosso setor.

Inicialmente, pretende-se caracterizar um sistema elétrico para, em seguida, discorrer sobre as possíveis formas de reestruturação do setor. Não é possível optar por uma determinada forma de reestruturação sem conhecer as características de cada modelo e, principalmente, as particularidades do país onde se quer implementar as mudanças.

A história recente do Sistema Elétrico Brasileiro é interessante. Depois de um longo período de monopólio estatal, o setor passou por profundas mudanças legais – Lei 9.648/98 – para tentar aumentar a eficiência através da competição. Após a crise de abastecimento (2001) e a posse do novo governo (2003) são propostas novas mudanças no sentido de aumentar a centralização das decisões e tentar garantir a expansão. A Lei 10.848/04 é o marco legal desta nova mudança. Este texto pretende discutir, do ponto de vista acadêmico, este processo. É preciso analisar o que foi feito para não repetir erros e tentar promover uma expansão confiável para o setor elétrico.

2) Aspectos Essenciais da Eletricidade

As funções básicas do setor elétrico, ou seja, as atividades necessárias para que se tenha energia elétrica disponível em cada residência ou indústria são: geração, transmissão, distribuição, operação do sistema e comercialização.

Tradicionalmente todas estas funções eram executadas por uma mesma empresa. Esta empresa era chamada de integrada ou “verticalizada”. O consumidor era obrigado a comprar energia desta única empresa. A estrutura industrial com um único vendedor é chamada de monopólio.

Considerava-se impossível separar as funções de geração, transmissão e operação do sistema. De fato, não é uma separação simples. O sistema elétrico precisa de equilíbrio permanente entre geração e carga. Não pode haver contestação às decisões tomadas, em tempo real, pelo operador do sistema.

O carregamento de uma linha não é definido simplesmente pelo seu limite térmico. Há um certo grau de subjetividade nas decisões do operador. O sistema deve estar preparado para suportar contingências que, pela sua própria característica, são incertas.

Em alguns países a distribuição é tratada como uma empresa independente. No sistema brasileiro, tipicamente, havia grandes empresas federais concessionárias de geração e transmissão, cada qual com um domínio regional que supriam as empresas, normalmente estaduais, de distribuição de energia.

As funções básicas de uma empresa de distribuição (DISTCO) são comprar energia no “atacado”, manter e operar uma rede de fios, normalmente de baixa tensão, e revender esta energia ao consumidor final, ou seja, no “varejo”.

A qualidade de uma empresa de distribuição está fortemente relacionada com a confiabilidade do seu sistema. A qualidade do produto “energia elétrica” é aproximadamente a mesma em uma residência ou em uma indústria. A faixa de variação de um determinado nível de tensão é pequena (da ordem de $\pm 10\%$) e a frequência é rigorosamente a mesma em todas as tomadas do país.

É importante notar que uma parcela significativa dos gastos de uma empresa de distribuição está relacionada com a compra de energia. De uma forma geral, não considerando os impostos, aproximadamente 50% do que a empresa arrecada é repassado para os produtores de energia. Se a indústria estiver estruturada de outra forma, onde haja a possibilidade de escolha do supridor de energia, a capacidade da empresa de distribuição comprar bem (e barato) a sua energia é determinante no seu custo final.

Toda a arrecadação do sistema elétrico é feita através da empresa de distribuição. Os custos relativos ao faturamento, atendimento comercial do cliente ou inadimplência são custos não desprezíveis desta empresa.

¹ Universidade de Brasília, ivancamargo@unb.br

Existem várias razões para que o setor elétrico tenha se organizado de forma integrada e “verticalizada”, entre elas, pode-se citar:

- Não é nem técnica nem economicamente viável que exista competição no transporte de energia. O fio, tanto de alta tensão da transmissora quanto de baixa tensão da distribuidora, deve ser um monopólio regulado.
- A geração (G), a transmissão (T) e a operação do sistema (OS) são fortemente relacionadas e acreditava-se que não era possível haver a separação entre estas funções.
- O planejamento da transmissão e da geração sempre foi feito em conjunto. Ainda hoje não há nenhum procedimento claro para se definir a expansão da transmissão sem levar em consideração as futuras instalações de geração ou as condições operativas do sistema.
- A tecnologia apontava para uma economia de escala com o projeto de grandes instalações de geração. Quanto maior o projeto, menor seria o seu custo unitário.

Estes aspectos fizeram com que a indústria da eletricidade se desenvolvesse, nos últimos cem anos, na forma de grandes monopólios.

As condições atuais são diferentes. O último fator, por exemplo, não é mais verdadeiro. Além da dificuldade ambiental de se viabilizar grandes projetos, o custo do MWh de usinas térmicas de gás natural em ciclo combinado é, hoje, inferior ao custo das grandes usinas térmicas tradicionais.

Os economistas demonstram matematicamente que o monopólio tem uma tendência enorme à ineficiência. Se for permitido ao monopolista maximizar o seu lucro ele vai produzir menos e cobrar mais caro por esta produção.

Para controlar estes monopólios foi desenvolvida a regulação econômica. Regular um monopólio significa determinar a sua produção e os seus preços de venda.

A função tradicional do regulador era a de proteger o consumidor do poder de monopólio da empresa.

Em países cujo setor elétrico é controlado pelo governo, a função do regulador se confunde com a função do próprio governo. Quem define as tarifas é o governo. No caso de empresas totalmente “verticalizadas” e controladas pelo governo, além de não ser necessário definir o valor de cada uma das funções (G, T, D e OS), também não era necessário definir o valor correto do produto final uma vez que o que não fosse pago pelo consumidor seria pago pelo contribuinte.

Em países cujo setor elétrico é controlado pela iniciativa privada a atividade do regulador é indispensável. O investidor precisa de clareza, no longo prazo, para definir o seu investimento. O órgão regulador deve ser independente do governo para que este não se sinta tentado a controlar os preços reduzindo tarifas, ou seja, inviabilizando o investimento. A independência do regulador deve garantir que nem a tarifa nem os serviços prestados sejam utilizados com objetivos políticos. No Brasil, a maior dificuldade do regulador é a independência em relação ao governo.

Por razões óbvias, o regulador deve, também, ser independente em relação à indústria. Em resumo, deve-se tentar manter o equilíbrio entre o investidor, o governo e o consumidor. A tendência do órgão regulador para qualquer um dos três vértices deste triângulo implica no desequilíbrio deste sistema. Este desequilíbrio pode ter conseqüências muito graves.

O país que tem a maior tradição na regulação de monopólios é os Estados Unidos. Cada estado tem a sua particularidade e todos têm uma história de quase um século de regulação de serviços públicos.

Por outro lado, o Brasil não tem nenhuma tradição nesta área. O governo era o proprietário de quase 100% do sistema elétrico e determinava, através de uma autarquia subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), o valor final da tarifa.

Não é possível afirmar que o monopólio não funcione. Vários países ainda o adotam e asseguram que esta é a forma mais barata de garantir energia aos seus consumidores.

A principal vantagem do monopólio, no meu entender, é a redução dos custos de transação. O valor final da tarifa reflete o custo total do investimento sem levar em consideração a parcela que cada função teria direito. Uma linha de transmissão que serve para aumentar a confiabilidade do sistema, ou seja, que normalmente não transmite nenhum megawatt, tem direito à mesma remuneração de uma linha que está sendo utilizada em sua capacidade máxima.

Avaliar os custos de cada componente da indústria é simples. Por outro lado, fazer um contrato que respeite a particularidade de cada componente é difícil e caro.

Se o monopólio vinha funcionando tão bem nos últimos 100 anos, uma boa pergunta para iniciar a discussão sobre reestruturação é: Por que competir? Pra que reestruturar?

A resposta é simples. No modelo integrado toda decisão de investimento e toda ineficiência na operação são repassadas para o consumidor. Em alguns casos, quando existe forte influência do governo na definição da tarifa, este custo pode ser repassado para o contribuinte.

Note que em sistemas, como o brasileiro onde existe uma forte necessidade de expansão, é difícil avaliar o que é mais caro: o excesso de investimento ou o aumento no risco de investir. Um ponto é inquestionável: o que custa mais caro ao país é a falta de energia. O excesso de investimento, em uma estrutura monopolística, é repassado ao consumidor. No entanto, em uma estrutura competitiva, o risco é avaliado pelo investidor e também é repassado ao consumidor. A grande questão é conseguir prever qual deles onera menos a tarifa.

Nas indústrias de capital intensivo, como é o caso do setor elétrico, qualquer alteração na taxa de juros tem impacto significativo no custo final. Algumas referências (por exemplo, [3]) mostram, através de cálculos simplificados, que o aumento de 1% na taxa de juros provoca um aumento de 4% na tarifa.

As grandes incertezas do setor elétrico são as seguintes:

- Qual será o crescimento da demanda?
- Como se comportará o preço da energia (no curto e longo prazo)?
- Haverá mudanças tecnológicas? e
- Quais serão as fontes de financiamento do setor?

Seja qual for a estrutura do setor, os custos serão pagos pelo consumidor. Desta forma, é interesse do regulador a redução das incertezas.

A empresa monopolista pode ser estatal ou privada. Seja qual for o detentor do capital, é de interesse do consumidor que se tenha uma forte regulação.

O mercado monopolista tem particularidades. Se a oferta é maior que a demanda em um mercado normal o preço tende a cair. No caso do monopólio do setor elétrico, uma queda da demanda provoca uma redução da receita e, para garantir a remuneração do capital, o preço (ou a tarifa) tende a aumentar.

A eficiência na execução de uma obra é decisiva no seu custo final. A construção da barragem de uma usina hidroelétrica é longa e cara. Se houver algum atraso, o impacto no preço da tarifa é enorme.

O objetivo de qualquer projeto de reestruturação deve ser o de aumentar a eficiência. A competição é um bom instrumento para promover a eficiência.

O candidato natural à competição no setor elétrico é a geração de energia. Pode-se listar alguns motivos que fazem com que os processos de reestruturação busquem sempre incentivar a competição na geração.

- Parte significativa dos custos da cadeia produtiva está na geração.
- A geração não é um monopólio natural.
- As novas tecnologias minimizaram a chamada economia de escala.

Como foi dito, o objetivo da competição é o aumento da eficiência. Aumenta-se a eficiência se o risco for corretamente alocado. Se um empreendedor decidir construir uma usina hidroelétrica e errar na avaliação do custo ou no prazo, o prejuízo será seu. Se o governo fizer a mesma coisa o prejuízo será do contribuinte.

A alocação do risco no investidor é um ponto chave no aumento da eficiência do setor. O atraso de uma obra seria inaceitável para qualquer investidor responsável. O atraso de uma obra do governo é ainda mais grave uma vez que o prejuízo é público.

A grande dificuldade da reestruturação do setor elétrico em todos os países do mundo é a implementação da competição considerando o sistema existente. Cada país tem as suas especificidades. Imaginar que é possível promover mudanças sem levar em consideração as características reais de cada país é um enorme equívoco.

Outro equívoco é o de desconsiderar a complexidade técnica da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Imaginar que se trata de uma “mercadoria” como outra qualquer é o primeiro passo para uma reestruturação mal sucedida. Convém, inclusive, lembrar algumas características da energia elétrica.

- Não pode ser armazenada;
- Flui sempre pelo caminho de menor impedância; e
- O fornecimento é instantâneo.

Além disto, a importância do Operador do Sistema se destaca quando lembramos que:

- Todos os geradores têm que estar, a todo instante, rodando à velocidade síncrona;
- O sistema de transmissão, ao ar livre, está sujeito a contingências; e
- A carga varia muito ao longo do dia.

3) A Reforma do Setor Elétrico

O setor elétrico funcionou, nos últimos 100 anos, como um monopólio integrado, ou, como um sistema “verticalizado”. Sempre existiu pressão para que este monopólio fosse quebrado.

Da mesma forma, sempre se pensou que seria impossível promover qualquer tipo de competição neste setor devido às características descritas no item anterior.

Nos últimos anos esta história foi completamente alterada. O marco desta mudança foi a reestruturação do setor elétrico inglês. Foram feitas várias outras reestruturações, inclusive anteriores à inglesa, mas a grande revolução no tratamento da energia como um produto e o fio como um serviço de transporte ocorreu, de fato, no sistema inglês.

Analisar agora, do ponto de vista acadêmico, o que ocorreu nos diversos países após a reestruturação seria um excelente trabalho. No entanto, não é o que se pretende neste texto. O foco será dado na reestruturação do setor elétrico brasileiro. Mais do que isto, o que se pretende é fazer uma análise crítica da legislação, da regulamentação e das consequências das mudanças no setor elétrico brasileiro.

Antes de se entrar no problema específico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), vale a pena lembrar, teoricamente, quais seriam as alternativas possíveis de reestruturação.

É preciso se ter em mente também que o motivo da reestruturação do nosso setor elétrico é bastante diferente do motivo que levou a reestruturação em outros países. O objetivo final, em qualquer parte do mundo, é buscar a eficiência.

Maior eficiência, na maior parte do mundo, implica em menores preços e modicidade tarifária. No caso brasileiro, ao contrário, os formuladores da primeira reestruturação sabiam que a maior eficiência implicaria em menor participação do contribuinte na conta final, podendo levar, inclusive, a um aumento dos preços para o consumidor.

O que era previsto se confirmou. De 1995 a 2003 a tarifa residencial média aumentou 175% em termos nominais. Em termos reais, deflacionada pelo IGP-M, representou um aumento de 20,7% (ref. [5]). A elevada quantidade de subsídios e a histórica interferência governamental no controle da inflação através de restrição tarifária explicam este resultado.

O que se pode garantir é que, se a agência reguladora conseguir manter um grau de independência em relação ao governo, o preço da energia irá para valores razoáveis. Qual é o valor razoável da energia elétrica? É aquele que o consumidor esteja disposto a pagar, o produtor esteja disposto a vender, com qualidade e confiabilidade, e que garanta a expansão econômica do país. Com certeza, valor “razoável” não é aquele determinado pela ação burocrática de um técnico do governo.

Este preço de “mercado” só será atingido se as condições de existência de um mercado forem atendidas. O que se propõe é estudar quais as mudanças ocorridas no setor elétrico e quais os impactos desta mudança no setor.

3.1) Modelo I - Monopólio

É o modelo mais conhecido, mais simples e com menor custo de transação. Seguindo a notação usada na bibliografia ([1] e [2]), o monopólio “verticalizado” é chamado de modelo I.

Não é necessário descrever este modelo uma vez que ele já foi descrito anteriormente. É importante, no entanto, destacar as vantagens e desvantagens do modelo.

Vantagens:

- É o mais conhecido. Os engenheiros pensam o sistema elétrico de forma integrada. Não é fácil mudar a cultura de um setor.
- Menor custo de transação. Os contratos, quando firmados, ocorrem entre empresas integradas de geração e transmissão com empresas de distribuição. São os chamados contratos de suprimento.
- Clara definição da responsabilidade do suprimento. As empresas geradoras têm a responsabilidade de atender a expansão da carga. A empresa de distribuição apenas informa a sua expectativa de crescimento.

- Facilidade de implementação de subsídios. Como não há a necessidade de definir claramente o preço de cada função, é fácil embutir subsídios no valor final da tarifa.
- Facilidade no planejamento da expansão. Esta vantagem não é desprezível em um país como o nosso cujo setor elétrico deve crescer a uma taxa de pelo menos 5% ao ano.

Desvantagens:

- Difícil implementação de aumento de eficiência. O monopólio normalmente não tem nenhum incentivo para se tornar mais eficiente.
- A definição do preço é feita através de análise de custo. A assimetria de informação torna difícil a atuação do regulador.

3.2) Modelo II – Comprador único

O segundo modelo proposto na bibliografia é o do “comprador único”, ou “single buyer”.

A estrutura organizacional deste modelo é relativamente simples e parecida com a discutida no modelo I.

Propõe-se a competição entre as diversas fontes de geração e o governo, através de uma “agência de compra de energia” (ou “pool”), define quais serão as geradoras que devem ser despachadas e, principalmente, qual deve ser a expansão do setor.

Neste modelo o monopólio é exercido pelo “agente comprador”. Os economistas costumam chamar o sistema de comprador único de “monopsônio”.

Existem várias razões para se implantar um modelo com estas características. Existem também várias razões contrárias. Cabe aos dirigentes de cada país avaliar a situação real do seu setor elétrico e decidir sobre a implementação de um modelo com esta estrutura.

Conceitualmente, promove-se a competição entre os geradores. Todos eles têm acesso ao sistema de transmissão. O agente tenta promover (ou aumentar) a eficiência comprando energia destes produtores independentes de energia (PIE).

Note que pode haver dois tipos de competição na geração. A primeira está relacionada a contratos de longo prazo. A segunda relacionada ao despacho pelo menor preço.

A estrutura do modelo II é baseada em competição por contratos de longo prazo. É importante notar que uma vez assinado um contrato de longo prazo (ou PPA: “power purchase agreement”) o investidor estará protegido de todo tipo de risco durante a duração do contrato. O contrato é uma excelente garantia de financiamento para novos projetos, no entanto, se quem dá a garantia é o agente comprador (que representa o governo), em última análise a garantia é dada pelo governo.

Um exemplo interessante da implementação deste modelo ocorreu nos Estados Unidos, em 1978. O “Public Utility Regulatory Policies Act” (PURPA) obrigou as empresas concessionárias “verticalizadas” a comprar energia de produtores independentes se esta compra reduzisse o seu custo de sua operação. As empresas foram, portanto, obrigadas a assinar contratos com novos geradores se estes novos contratos reduzissem o custo final da sua compra de energia.

Alguns analistas afirmam que estes contratos foram excepcionais para os novos produtores. Havia, como era de se esperar, alguma dificuldade de se implementar estes novos contratos. O petróleo estava em alta e a produção própria da empresa era cara. Os novos agentes ofereciam energia a um preço inferior ao custo de produção. Uma vez celebrados os contratos, a variação do preço do petróleo (que estava de certa forma embutida no risco do novo empreendedor) fez com que estes novos agentes passassem a ter lucros astronômicos.

Este exemplo é interessante porque mostra que os riscos dos novos contratos são completamente assumidos pelo agente comprador e, evidentemente, repassados para o consumidor final.

Poderia-se imaginar uma situação semelhante onde o erro do comprador único fosse a expansão do mercado. Se o agente comprador supuser uma expansão do mercado de 5% ao ano, ele tem a obrigação de contratar esta energia para entrega futura. O erro de previsão também é repassado integralmente para o consumidor.

A mesma análise se repete para o caso de novas tecnologias. Como se vê, o objetivo de aumentar a eficiência é restrito, neste modelo, à forma de contratação. Não é fácil fazer um contrato de venda de energia. O produtor independente de energia terá razões de sobra para tentar repassar o seu custo fixo independentemente da produção. Além disto, se ele for eficiente, tentará maximizar o seu despacho para aumentar o rendimento através do incremento da receita variável.

Alguns riscos são passados para o PIE neste modelo. Ele não pode, por exemplo, atrasar a entrada em operação de um empreendimento sob o risco de inviabilizar o investimento.

Em países onde a incerteza quanto à expansão é o fator determinante para o setor, o modelo do comprador único não deve ser descartado e, em alguns casos, pode ser a única solução viável.

Outra questão relevante é que em uma indústria de capital intensivo, só haverá investimento em duas hipóteses: ou tem-se um mercado realmente aberto e competitivo, ou se tem contratos de longo prazo que viabilizem o investimento.

O atual modelo brasileiro é do comprador único e privilegia os contratos de longo prazo. A lógica é garantir a expansão. Existe uma grande dificuldade em se definir o preço destes novos contratos. No Brasil, esta definição ficou por conta dos leilões de energia.

No modelo II, o comprador único pode, a princípio, ser o detentor de parte da geração. Esta situação não é interessante para os PIEs. Se o comprador único tem interesse em determinado despacho, ele sempre será levado a botar em operação, preferencialmente, as suas máquinas.

No modelo brasileiro, considerando a dificuldade política de se privatizar as empresas geradoras do setor elétrico, o modelo de comprador único tem a dificuldade de definição de um despacho independente.

Teoricamente, o Modelo II dispensa a presença de um operador independente do sistema uma vez que a agência compradora representa o próprio governo. No entanto, é mais confortável para os PIE a presença de um agente de operação independente para garantir que o despacho seja feito de forma equitativa.

A necessidade do agente regulador, neste modelo, também é reduzida. Toda compra, cara ou barata, feita pelo agente comprador deve ser repassado para o consumidor. A tarifa pode ser calculada por técnicos especializados em um departamento do próprio ministério de energia.

Em relação ao modelo I, aumentam-se as dificuldades transacionais. Os contratos com os PIE, como foi dito, não são contratos simples. Os custos fixos devem ser proporcionais à potência instalada ou, mais precisamente, ao investimento. Os custos variáveis, relativos à energia produzida, dependem do combustível utilizado.

No caso de usinas hidroelétricas o custo do seu combustível, a água, é de difícil avaliação. Depende, como se sabe, de previsões futuras de hidraulicidade, das condições de armazenamento das outras usinas na mesma cascata, da capacidade de transmissão do sistema e de uma série de outras variáveis de difícil previsão. Estes fatores podem dificultar bastante a elaboração de um contrato.

A solução do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) adotada no Brasil resolve alguns problemas, mas cria outros. Durante o racionamento, as empresas de geração dividiram o grande prejuízo da falta de cumprimento dos contratos quando o preço da energia era o custo do déficit. Esta situação deu origem ao chamado “Acordo Geral do Setor Elétrico”.

Uma das dificuldades de elaboração do contrato está no fato de que as empresas contratadas terão sempre o objetivo de maximizar a sua receita. Se parte significativa da receita é variável, ou seja, depende do despacho definido pelo comprador único a empresa estará sempre dependente do agente comprador. Quando este agente é o governo, ele terá a tendência natural de evitar o despacho das novas unidades para garantir a receita das suas usinas. O operador independente e uma ordem de despacho pelo menor custo, mesmo neste modelo, podem ser indispensáveis.

Outro ponto que merece destaque neste modelo é a facilidade de distribuir subsídios. Assim como no monopólio, o valor final da energia engloba inúmeros fatores e um “mix” do custo da compra das diversas fontes de energia. Este “mix” pode subsidiar o carvão de uma região ou a produção de energia eólica em outra. Fontes alternativas de energia, em função dos seus elevados custos atuais, não conseguem operar em um mercado competitivo. Para acomodar políticas governamentais de subsídio implícito a fontes alternativas de energia, este modelo é fortemente recomendável.

Outro tipo de subsídio que alguns governos ficam tentados a implementar é o regional. Em algumas regiões o custo da energia pode ser muito superior que em outras. Num modelo de comprador único, o preço final da energia, para todas as empresas de distribuição pode ser o mesmo.

Os pontos contrários ao modelo também são significativos. A decisão de investir é integralmente do governo. Da mesma forma, a garantia do investimento também é do governo, através dos PPAs. Se o governo estiver com dificuldades macro-econômicas o problema das garantias pode inviabilizar o modelo.

Com o investimento garantido, se houver uma queda na demanda, ao contrário do que ocorre em um mercado competitivo, o preço sobe em vez de cair.

Os distribuidores são atores passivos neste processo. Não há nenhum incentivo para que eles procurem fontes mais baratas. Normalmente isto provoca uma forte pressão para mudança deste modelo para o modelo III que será visto a seguir. Os distribuidores se julgam, com razão, melhores compradores que o governo.

Talvez a maior dificuldade deste modelo seja garantir a transparência dos contratos para o consumidor. Grandes grupos, com interesse em grandes obras, têm poder político sobre os governos

para definir a expansão. É muito difícil controlar, por exemplo, a ocorrência de contratos fraudulentos ou em prejuízo do consumidor.

No Brasil, onde a influência do governo no setor elétrico é enorme, a taxa de expansão é uma das maiores do mundo, há uma quantidade muito grande de subsídios, não existe tradição de confiança no mercado e o risco de crédito é elevado, talvez a melhor solução para a sua reestruturação seja, realmente, a do comprador único, apesar de todos os problemas citados.

Foi esta a decisão do governo.

Durante a primeira tentativa de reestruturação do setor elétrico brasileiro, toda a legislação apontava para o modelo de competição no atacado. A nova legislação (2004) reverte o processo e instaura o modelo de comprador único. Para respeitar contratos, parte do nosso sistema pode comprar e vender livremente energia. Desta forma, o atual modelo brasileiro está dividido entre o modelo II e o modelo III. O modelo de “competição no atacado” será analisado no próximo item.

3.3) Modelo III – Competição no atacado

O modelo de competição no atacado (“wholesale competition”) foi o modelo proposto na reestruturação do setor elétrico inglês, no início dos anos 90, e aquele que foi implementado no Brasil no final da década passada.

A principal diferença em relação ao modelo II é que a competição na geração é obtida através de um mercado onde vários compradores podem atuar.

A idéia do modelo se baseia em diversos produtores independentes que possam acessar livremente a rede de transmissão e oferecer, através de contratos de longo prazo, ou pelo preço de curto prazo definido pelo mercado, energia aos grandes consumidores e às empresas de distribuição que continuam reguladas.

As empresas de distribuição ainda têm o monopólio de venda para os pequenos consumidores, também chamados de consumidores cativos. Isto é justificável uma vez que a participação neste “mercado” não é uma tarefa simples, nem é barata.

O aumento do custo está relacionado, por exemplo, a um sistema de medição mais sofisticado. Além disto, para que o consumidor possa decidir de quem comprar e quando, é necessário um sistema de informações razoável e um preparo do consumidor para esta sua nova condição.

Para os grandes consumidores a situação é bastante diferente. Para eles o consumo de energia é tão importante que justifica a criação de uma gerência para tratar apenas deste assunto.

O Brasil possui atualmente mais de mil consumidores livres e o consumo de energia corresponde a aproximadamente 18% do consumo total.

A grande vantagem deste sistema, em relação ao modelo II apresentado anteriormente, é que a empresa de distribuição se sente ameaçada. Se a empresa não for eficiente na compra de energia, então os seus grandes consumidores, que normalmente são bons clientes, podem buscar fontes mais baratas de energia. A simples ameaça ao monopólio pode servir como um grande incentivo à eficiência.

Talvez esta ameaça seja o único incentivo para que a empresa de distribuição tente fazer bons contratos de compra de energia.

A maior dificuldade deste modelo está na definição do repasse do valor destes contratos ao consumidor que não tem opção de fornecimento.

Se a DISTCO tiver garantia de que toda a sua energia comprada será repassada ao consumidor, ela não terá incentivo para procurar o melhor preço. A situação pode ainda ser mais dramática. Se a empresa puder comprar de uma geradora que faz parte do mesmo grupo econômico, ela tenderá a fazer contratos o mais caro possível com as suas geradoras de forma a repassar o prejuízo da sua atividade regulada (a distribuição) para o consumidor e garantir lucros enormes na sua atividade competitiva (a geração). Normalmente a mistura de atividades reguladas e competitivas em uma mesma empresa é prejudicial ao consumidor.

No Brasil, na primeira fase da reestruturação, foi permitida a compra de até 30% da sua energia de empresas do mesmo grupo. O resultado desta medida foi um processo de “reverticalização” das empresas de distribuição.

Outro problema relacionado a este modelo é a definição da fronteira. A partir de qual carga o consumidor pode escolher o seu suprimento? Não existe nenhuma característica técnica que imponha esta divisão. O nível de tensão pode ser uma boa referência, no entanto, como foi dito, o indispensável é um sistema de medição e informação compatível.

Alguns países, como a Inglaterra, escolheram o Modelo III para servir como uma transição para o Modelo de competição no varejo, Modelo IV, que será analisado no próximo item.

No Brasil, fizemos o caminho inverso. Passamos do modelo do Monopólio diretamente para a competição do atacado e, agora, voltamos para um modelo híbrido: meio “comprador único”, meio “competição no atacado”.

O problema dos contratos de suprimento é o de mais difícil solução neste modelo. Se o regulador conseguir um sistema onde a negociação de contratos bilaterais seja, efetivamente, competitiva, a rigor, não seria necessária nenhum tipo de regulamentação destes contratos e o valor contratual deveria ser repassado ao consumidor.

No entanto, não existe, no Brasil, um mercado competitivo de contratos de energia. De um lado o número de agentes é muito pequeno. De outro, é forte a presença do governo no controle das grandes geradoras. É muito difícil ter competição na geração enquanto houver empresas estatais e privadas.

Sem entrar no mérito de qual é a melhor, o que é inquestionável é que as empresas estatais e privadas são completamente diferentes. A empresa privada tem como objetivo principal o lucro. A empresa pública tem outros objetivos. Se a nomeação dos dirigentes for por critérios políticos, o objetivo principal da empresa pode vir a ser ajudar o seu candidato a ganhar as próximas eleições.

O objetivo de uma empresa pública pode ser também, por determinação do governo, o desenvolvimento regional. Neste caso, onde existe subsídio, é muito difícil que haja competição.

No meu entender, se o governo privilegiar uma política de subsídios como: regional, baixa renda, produtos de exportação, fontes de energia alternativas, ou qualquer outro, então é mais aconselhável manter o sistema elétrico sob seu controle do comprador único. Tentar implementar a competição e incentivar a eficiência mantendo um alto nível de subsídios é um contra-senso.

O que não se pode esperar é monopólio e eficiência. Se a política do governo for voltada para o controle do setor, a população pagará a conta como consumidor ou como contribuinte.

A reestruturação do SEB, como foi dito, saiu do modelo I, passou pelo III e agora está no II. Este processo consumiu muito tempo e dinheiro. A elaboração do marco legal para cada uma destas mudanças é difícil e longa.

O mercado de energia não se cria pela simples edição de leis. As particularidades técnicas deste mercado exigem uma ação muito forte do órgão regulador para que este mercado venha a se desenvolver.

A Lei que tornou livre a compra e venda de energia (Lei 9.648/98, ref. [4]), também criou mecanismo de controle do repasse ao consumidor. É difícil para o legislador, com o seu interesse óbvio de não prejudicar diretamente o consumidor final, deixar inteiramente por conta do “mercado” o controle dos preços. Principalmente em um setor que foi sempre controlado pelo governo.

A determinação legal do limite de repasse deu origem à Resolução ANEEL do valor normativo (VN). A análise do VN merece atenção. O efeito do VN no Setor Elétrico Brasileiro foi muito negativo.

A questão principal que o VN tentou responder foi: qual o custo da expansão do setor elétrico? Esta é a grande questão!

No modelo competitivo, a resposta a esta questão é dada pela formação do preço pelo mercado. O preço tem que ser formado pelo encontro das curvas de oferta e demanda. Para o caso específico da energia elétrica existem dois preços diferentes que devem se formar.

Existe o preço horário da energia. Consumir energia no horário que todo mundo quer consumir (no horário de ponta) é completamente diferente de consumir durante a madrugada. A formação do preço horário tem que levar em consideração a disponibilidade do consumidor (no caso do modelo III, dos grandes consumidores) de pagar aquele preço. Este consumidor deve ter acesso a todo tipo de informação para decidir o horário do seu consumo. Além disto, é indispensável algum tipo de elasticidade no seu consumo.

No caso brasileiro, onde a geração é predominantemente hidráulica, a formação horária dos preços é ainda mais complexa. A geração deve decidir qual o melhor momento de usar a sua água estocada. Desta forma, para este gerador a diferença entre gerar a noite ou de madrugada está na confiabilidade e perdas do sistema. A maior diferença no preço ocorre sazonalmente diferenciando os períodos secos dos períodos úmidos.

Além disto, as usinas hidroelétricas em cascata precisam de um controle centralizado uma vez que a decisão de geração de uma usina afeta diretamente o estoque da outra.

A formação do preço de curto prazo é, portanto, tarefa tecnicamente difícil. No meu entender é inadmissível que a formação do preço seja feita por um programa de simulação energética que não leve em consideração a decisão do consumidor. Talvez este tenha sido o maior erro na primeira tentativa de reestruturar o setor elétrico.

O outro preço a ser formado é o dos contratos de longo prazo. A diversidade da tecnologia e a característica de cada projeto levam a um determinado custo. O investidor sabe exatamente qual deve ser a tarifa necessária para recuperar o seu capital investido. O regulador, por outro lado, não tem esta

informação e não pode precisar desta informação para decidir qual deve ser o repasse para o consumidor. A assimetria de informação neste caso é totalmente contra o consumidor.

Se o regulador se propõe a definir um valor máximo de repasse, a resposta do investidor é rápida e direta. Se o valor do repasse for maior que o seu custo, ele faz o investimento e se apropria da diferença. Se o valor for inferior ao seu custo, ele não faz o investimento e existe o risco de falta de energia. Nos dois casos o consumidor é o maior prejudicado.

Existe ainda um outro fator perverso na definição deste valor de referência (o chamado “VN”). A expansão, em um sistema planejado coerentemente, ocorre sempre dos empreendimentos de custo mais baixos para aqueles de maior custo. As possíveis reduções de custo decorrentes dos avanços tecnológicos, no caso brasileiro, são desprezíveis uma vez que se trata de um sistema com predominância hidroelétrica. A energia hidroelétrica ainda é mais barata que a energia térmica. Estas duas fontes só serão competitivas quando a distância do novo potencial hidroelétrico inviabilizar a sua construção ou se o sistema de transmissão associado eleve tanto o custo que ela se torne comparável a uma usina térmica. Note que esta análise só é válida considerando uma determinada taxa de juros. Com os juros elevados, as usinas térmicas, que exigem menor investimento inicial, passam a ser economicamente viáveis.

Supondo que o regulador consiga definir um valor “razoável” para a expansão. As empresas mais velhas, que aproveitaram os melhores locais e que têm condições de oferecer preços muito mais baixos, são incentivadas a fazer contratos pelo preço de referência. A apropriação desta diferença só faz sentido se replicado na expansão do sistema.

No caso brasileiro, se tivesse sido possível avaliar as desvantagens deste modelo quando ele foi definido, a tendência seria não reestruturar o sistema. De fato, as vantagens do modelo como o fim do subsídio, não é (nem foi) um objetivo do governo. Todas as ações do governo apontam para a direção oposta. O governo prefere manter o seu controle nos subsídios e planejar a sua expansão. Desta forma, na minha avaliação, foi um erro ter proposto o modelo III para a reestruturação do setor elétrico brasileiro.

O novo governo (2003) que prefere as decisões centralizadas, que não tem (como o anterior) nenhuma intenção de reduzir subsídios e que quer manter sob controle estatal as empresas de energia elétrica, tomou a decisão correta se afastando do modelo competitivo e propondo o modelo de comprador único.

É evidente que as mudanças na legislação são um péssimo sinal para investidores externos ou internos. A centralização das decisões, no meu entender, não resolveu ainda nem a questão da expansão do setor elétrico nem a questão ambiental.

4) Conclusões

O Setor elétrico brasileiro passou, nos últimos dez anos, por profundas mudanças. A primeira proposta de reestruturação visava o aumento da eficiência pela competição. Não deu certo. Vários problemas técnicos e regulatórios não foram resolvidos e o país enfrentou a crise de abastecimento de 2001. Uma segunda proposta está sendo implementada. A base da nova proposta é a centralização das decisões na mão do governo.

Os primeiros resultados da nova proposta mostram que a redução do risco não foi suficiente para atrair o investidor privado.

A questão que continua em aberto, seja qual for a estrutura industrial adotada, é como será feita a expansão do setor elétrico. É preciso garantir o investimento da ordem de R\$ 20 bilhões por ano. Sem este investimento, o país não cresce.

5) Bibliografia

- [1] Sally Hunt, “Making Competition Work in Electricity”, John Wiley and Sons, Nova York, 2002.
- [2] Sally Hunt & Graham Suttleworth, “Competition and Choice in Electricity”, John Wiley and Sons, Nova York, 1996.
- [3] Ivan Camargo, “Noções Básicas de Engenharia Econômica – Aplicações ao Setor Elétrico”, FINATEC, Brasília, 1998.
- [4] ANEEL, “Legislação Básica do Setor Elétrico”, volumes I e II, Brasília, 2002.
- [5] Setor Elétrico Brasileiro – Cenários de Crescimento e Requisitos para Retomada de Crescimento, Tendências Consultoria Integrada e CBIE.