

Reformas Regulatórias e Reestruturação no Setor Elétrico Americano: O que deu errado na Califórnia?

Bruno José Marques Pinto[‡]

Abstract

The paper examines the economic and regulatory factors that led to an explosion in the wholesale power prices, supply shortages, and utility insolvencies in California's electricity sector. A necessary first step in determining the lessons learned from the California electricity crisis is a diagnosis of its causes. This requires a clear understanding of the federal and state regulatory infrastructure that governs the US electricity supply industry. The structure of California's restructured electricity sector and its performance are discussed. The effects on wholesale market prices are analyzed. The regulatory responses leading to utility credit problems and supply shortages are also discussed. The paper concludes with a set of lessons from the California electricity crisis.

Introdução

Por quase um século, o setor elétrico tinha sido imaginado como um monopólio natural, onde a produção eficiente de eletricidade requeria que esta fosse confiada a monopólios públicos ou privados sujeitos à regulação governamental sobre os preços, entrada de participantes no mercado, investimentos, qualidade dos serviços e outros aspectos do comportamento da firma. Porém grandes mudanças começaram a acontecer, ao redor do mundo, na estrutura do setor elétrico. Essas mudanças foram desenhadas para alimentar a competição no segmento de geração de eletricidade e para reformar a regulação dos setores de transmissão e distribuição que continuavam sendo vistos como monopólios naturais.

Nos Estados Unidos, as reformas no setor foram introduzidas mais rapidamente na Califórnia e nos estados do noroeste americano, mas muitos estados, um pouco depois, fomentaram competição e reformas regulatórias.

A reestruturação e as reformas regulatórias do setor elétrico nos Estados Unidos e também em outros países seguiram o modelo básico, usado anteriormente nos setores de gás natural e de comunicações. Segmentos potencialmente competitivos, como geração, foram separados estruturalmente ou funcionalmente dos segmentos de monopólio natural, como transmissão e distribuição.

Os detalhes institucionais necessários para melhorar o sistema elétrico são muito complexos. Além disso, muitas das pressões sofridas para que o sistema fosse reformado

[‡] Graduando da Escola de Pós Graduação em Economia - EPGE/FGV – brunojmp@fgvmail.br

refletem um comportamento de “*rent-seeking*” por vários grupos de interesse preocupados com seus interesses privados que muitas vezes não ajudam a conseguir a eficiência do sistema. Ao mesmo tempo há um bom interesse público na reforma, pois estes esperam uma economia nos custos no longo prazo, mas somente, se as reformas institucionais corretas forem feitas. Isto por que o setor de eletricidade faz um papel muito importante na economia e a opinião pública está preocupada com a eficácia destas reformas.

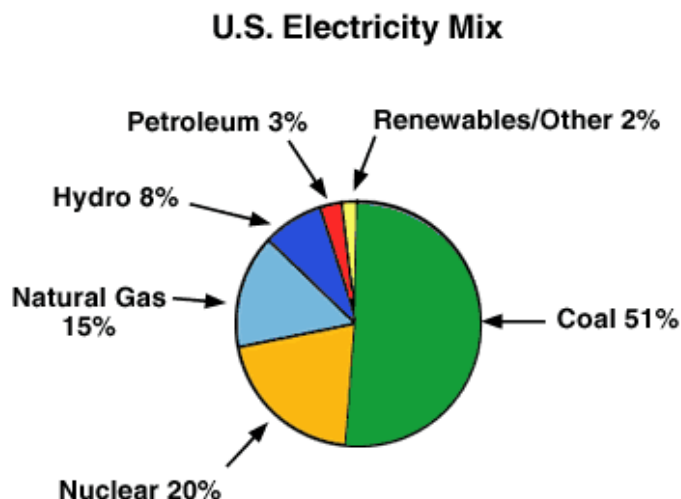
Organização do Sistema Elétrico Americano

O setor privado lançou a produção de eletricidade nos Estados Unidos, começando por Thomas Edison’s Pearl Street Station no distrito financeiro de Nova York em 1882. Atualmente, 74% de toda a eletricidade ainda é produzida por companhias privadas, porém estas eram altamente reguladas.¹ Em algumas partes do país como o vale do rio Tennessee, o setor público ainda domina, em outros estados, cooperativas são muito importantes. Enquanto a propriedade varia de estado para estado, o sistema tem componentes similares, estes são: geração, transmissão, distribuição e *retail*.

Geração

Eletricidade é produzida por geradoras de vários tipos. Geradoras de combustíveis fósseis queimam carvão, usam petróleo ou gás natural para aquecer água que produz vapor que acionam as turbinas, estas acionam magnetos que por fios geram eletricidade. Geradoras nucleares aquecem água por meio de fissão de urânio. Turbinas movidas a gás, que são nada mais que turbinas de avião presas no solo, forçando o gás na turbina. Nesse tipo de geração não é necessário o aquecimento de água. Hidroelétricas usam água para mover turbinas. Há também outros tipos como solar e eólica.

O sistema de geração segue a seguinte estrutura: 51% é gerada por carvão, 20% nuclear, 15% gás natural, 8% hidroelétrica, 3% petróleo e outros 2% como mostra o gráfico 1 abaixo.



Source: US Energy Information Administration (2000)

¹ USDOE 1998

Geração de energia elétrica é capital intensiva e os custos relacionados com geração compõem uma parcela grande da estrutura de custos total do setor, 72% aproximadamente.² A tecnologia usada na geração possui economias de escala, então o tamanho de geradoras tem crescido ao longo do século passado.

Transmissão

Uma vez gerada, a eletricidade precisa ser transportada para os usuários. O sistema de transmissão funciona com linhas de transmissão que transportam eletricidade em altas voltagens. Transmissão representa uma fração pequena dos custos do setor, 7%. Transmissão não fazia parte dos planos de Thomas Edison tanto que sua geradora Pearl Street estava localizada ao lado dos prédios que servia. A idéia de transmissão foi implementada por seu competidor Westinghouse, e implementada em grande escala por Samuel Insull, um seguidor de Edison que reconheceu as vantagens da interconexões.³ Atualmente, três grandes sistemas de transmissão cobrem o território americano inteiro mais Canadá e México, estes são: Leste, Oeste e Texas. Para se evitar desnecessários e visualmente desagradáveis fios duplicados, o setor de transmissão continua sendo visto como monopólio natural com forte regulação governamental.

Distribuição

Eletricidade deve ser distribuída para os consumidores após ser gerada e transmitida por longas distâncias. Distribuição inclui uma subestação que recebe a eletricidade em altas voltagens e transforma em baixa voltagem. Este representa um percentual médio dos custos do setor, 16%. Linhas de distribuição de eletricidade devem passar por todas as ruas e desde o “*great wire panic*”⁴ de 1890, distribuição também é vista como monopólio natural com regulação governamental.

Retail

A medição de eletricidade, suas vendas associadas e cobranças representam uma linha divisória entre a empresa e o cliente. Medição e cobrança representam o menor percentual nos custos do setor, somente 5%. Atualmente muitas empresas estão usando este serviço de forma estratégica para ganhar clientes devido à competição. Não há nenhuma característica nesse setor para que possamos caracterizá-lo como um monopólio natural, porém os reguladores usam outros argumentos como externalidades e barreiras informacionais para explicar intervenções esporádicas.

Características do Mercado de Eletricidade

A armazenagem de eletricidade é extremamente cara e existe restrição de capacidade dentro das geradoras. Isto devido às propriedades da eletricidade⁵ e um desbalanceamento de oferta e demanda em qualquer ponto no sistema de eletricidade pode afetar o fornecimento de energia. Dado estas características do lado da oferta do mercado de eletricidade, foi notado que se criou uma pequena flexibilidade do lado da demanda.

² USDOE 1996

³ Ver Hirsh (1989)

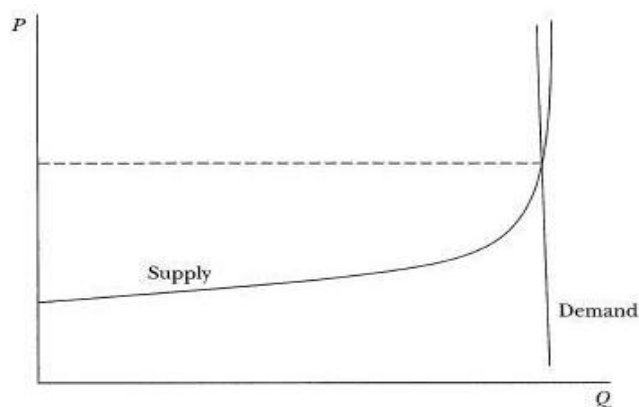
⁴ Ver Hirsh (1989)

⁵ Devido às leis de Kirchoff

Tecnologias de medição de consumo estavam disponíveis no mercado e tinham sido instaladas nos clientes comerciais e também nas indústrias. Entretanto, estes medidores raramente foram usados para medir a variação nos preços de *retail* que refletiam a variação nos preços de geração. Quase todos os consumidores da Califórnia e do resto dos Estados Unidos recebiam um preço constante ou preços de pico ou normal fixos que capturavam muito pouco as variações no custo de geração de eletricidade.

A volatilidade dos preços de eletricidade é um resultado da inelasticidade da oferta e demanda, esta volatilidade é potencializada, pois geração de energia é muito capital intensiva. Isto acontece devido a uma grande parte dos custos de geração serem fixos e o custo marginal de produção ser bem menor do que o custo médio de uma geradora operar abaixo de sua capacidade.

Supply and Demand in the Electricity Market



O gráfico 2 acima tenta mostrar as características do mercado de eletricidade. Vamos assumir que o ponto onde as curvas de demanda e oferta se cruzam faz a firma cobrir seus custos fixos e variáveis. É trivial que se a capacidade não conseguir se ajustar rapidamente e a demanda for difícil de prever, este gráfico nos dará um resultado improvável. Qualquer pequena mudança pode levar os preços a explodirem ou despencarem.

Uma pequena mudança na curva de demanda para a direita fará com que os preços explodam. Por exemplo, na aviação a capacidade de uma rota pode se ajustar rapidamente e a demanda consegue responder a uma variação nos preços. No caso do mercado de eletricidade não há uma elasticidade no lado da demanda e no lado da oferta que consiga ajustar esta combinação. Preços muito elevados podem provocar um pouco mais de receita para as geradoras que aumentem sua produção mesmo arriscando obter custos de manutenção mais pesados para conseguir uma chance maior de lucro. Em quase todos os mercados reestruturados atualmente, a resposta da demanda para preços muito elevados é limitada por ações do operador independente do sistema que podem reduzir as margens de reservas e podem usar contratos para interromper o fornecimento de eletricidade para consumidores. Esta medida pode causar problema há alguns consumidores.

Bases institucionais de regulação

As bases institucionais de regulação nos Estados Unidos do setor elétrico americano são complexas. A regulação é uma combinação de leis federais aprovadas pelo congresso e leis estaduais, decisões e regulações propostas pelos reguladores e decisões judiciais. O poder de regulação é dividido entre os reguladores federais e estaduais e alguns municipais. Além dos reguladores econômicos também existem reguladores para energia nuclear e reguladores ambientais.

O departamento de energia dos Estados Unidos é responsável por criar as políticas de eletricidade, patrocinar pesquisas sobre eletricidade e é responsável pela aprovação de construções de linhas de transmissão internacionais.

O principal regulador federal para o setor de eletricidade é o *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). FERC é uma comissão independente governada por cinco comissionários apontados pelo presidente e sabatinados pelo Senado para um exercício de cinco anos. FERC tem jurisdição sobre todas as linhas de transmissão privadas interestaduais. FERC também tem jurisdição sobre vendas de energia para revenda, em conjunto com a divisão antitruste e a comissão federal de comércio.

State public utility commission (SPUC) tem jurisdição sobre geração, excluindo geradoras federais, distribuição, posicionamento de linhas de transmissão, assuntos ambientais, receita residual necessária para o pagamento dos custos de transmissão e serviços e preços de retail. Normalmente as SPUCs não tem jurisdição sobre as geradoras municipais. Por exemplo, *Los Angeles Department of Water and Power* decide se clientes de *retail* podem escolher seus fornecedores e uma lei de Massachusetts exige que firmas municipais permitam competição e devem competir com firmas fora de sua área de cobertura.

Problemas e fatores que influenciaram a reestruturação

O chamado para reestruturação e reformas regulatórias no setor elétrico americano foi causado por problemas com a então existente regulação *rate-of-return* (ROR), ou seja, taxa de retorno, experiências bem sucedidas de outros países e alguns desenvolvimentos tecnológicos.

Regulação por ROR determina os preços cobrados para que sejam alcançadas receitas que cubram todos os custos legítimos de operação e custos do capital dando a firma uma taxa de retorno justa do capital empregado. Esta taxa de retorno justa esta relacionada com o custo do capital e é análoga à taxa de lucro normal da maximização do lucro da teoria econômica. Nos Estados Unidos, ROR é feita por rodadas de negociações regulatórias, impulsionadas quando as empresas pedem reajuste nos preços. Os reguladores requerem informações, escritas e orais, da firma e de outros grupos, incluindo consumidores e examina detalhadamente a base de custo das empresas para garantir que não exista nenhum "*cost-padding*", e só após esse processo reajusta os preços. Normalmente os pedidos de reajuste de preços são analisados individualmente. As firmas também podem, caso discordem da decisão, ir a litígio. Esse regime regulatório vigorou nos Estados Unidos por mais de um século.

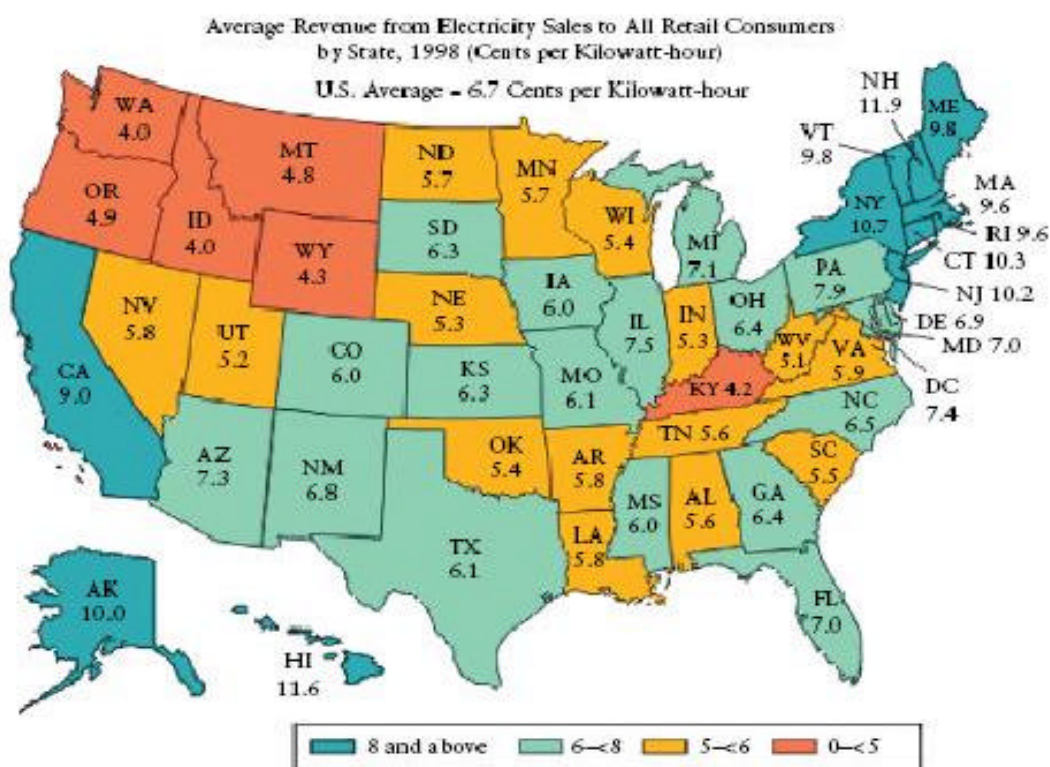
Os problemas com ROR são conhecidos e estão relacionados com informação e incentivos. ROR requer que os reguladores inspecionem detalhadamente as contas das empresas, procurando capital desnecessário em sua base de ativos que justifiquem uma maior receita para atingir uma dada taxa de retorno. ROR incentiva a direção da firma a manipular custos e sobre-estimar sua receita necessária mesmo com o temor que isto seja descoberto pelo regulador. Certamente na falta de uma análise efetiva dos custos, ROR se transforma em regulação "*cost-plus*" que obviamente tem desincentivos de

eficiência. Ainda mais, sempre que a taxa de retorno permitida está acima do custo do capital da firma, a direção tem incentivos para investir na sua base de ativos.

Um dos problemas de ROR é chamado de “*Averch-Johnson effect*”⁶. Sob ROR as firmas tem incentivos para sobre-investir nos seus ativos, pois suas receitas são uma função da validade legal de sua base de custos, causando capacidade excessiva. Portanto, compensar esses investimentos desnecessários significa um preço regulado muito alto. O preço regulado era muito maior que o custo *forward-looking* de se construir nova capacidade sobre um mercado competitivo. Os clientes de *retail*, especialmente os grandes industriais, começaram a usar sua influência política para que reformas no setor fossem feitas.

Economistas americanos argumentavam que o custo de se descobrir a verdadeira estrutura de custos da firma para ser compensada por ROR era muito alto. Esse alto custo se dava pela posição inferior na negociação do regulador perante a empresa devido a algumas restrições⁷. O regulador tinha restrições informacionais que limitavam sua habilidade de regular o setor, estas eram: perigo moral, informação escondida em certas variáveis endógenas, e seleção adversa, o setor tinha melhores informações sobre algumas variáveis exógenas. Havia também custos de transação, que eram derivados dos custos de implementação dos contratos.

As experiências bem sucedidas de outros países, como Inglaterra e País de Gales influenciaram alguns estados americanos. Alguns estados como a Califórnia, que por sinal será objeto de estudo a partir de agora, que tradicionalmente sofria de altos preços acharam a idéia de reforma e reestruturação muito tentadora enquanto outros estados como Idaho tomaram maiores precauções quanto à reestruturação, segue abaixo a figura 1 com a média de preços de eletricidade por estado americano.

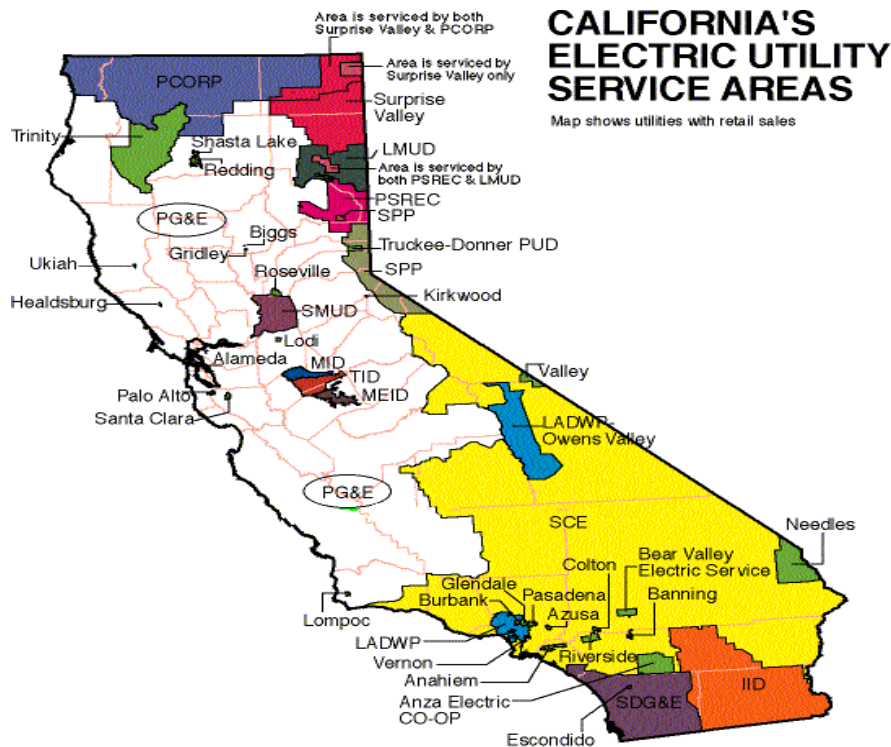


⁶ Averch and Johnson (1962)

⁷ Laffont and Tirole (1993)

A reestruturação e reformas regulatórias do setor elétrico da Califórnia

Por quase um século, o setor elétrico da Califórnia era organizado entre três grandes firmas privadas (IOUs) verticalmente integradas. As IOUs eram proprietárias e operavam os setores de geração, transmissão e distribuição que proviam eletricidade para os consumidores dentro do estado, estas eram: *Pacific Gás & Electric* (PG&E), *Southern Califórnia Edison* (SCE) e *San Diego Gás & Electric* (SDG&E). A figura 2 abaixo mostra a distribuição destas empresas dentro do estado da Califórnia.



Os preços das IOUs, seus custos e serviços eram pesadamente regulados pela *California Public Utility Commission* (CPUC), a SPUC do estado da Califórnia. Enquanto as IOUs na Califórnia eram proprietárias de geradoras, estas também precisavam comprar eletricidade de outras geradoras no Canadá e México para atender todos seus clientes de *retail*. Durante os anos 60 e 70, as IOUs californianas construíram longas linhas de transmissão para ganhar acesso a geradoras do noroeste e do sudoeste. Enquanto a Califórnia era uma importadora de eletricidade dessas regiões, também se tornava exportadora quando era atrativo economicamente fazê-lo.

Em 1993, CPUC começa a revisar a estrutura e performance do setor elétrico californiano. A revisão foi motivada por pressões dos industriais requisitando queda nos preços, que como visto na figura 1, eram uns dos mais altos dos Estados Unidos. Os preços altos foram apontados como culpa das falhas do sistema que estava em vigor com IOUs reguladas e verticalmente integradas. As falhas apontadas foram: grandes custos das geradoras nucleares, contratos de longo prazo muito caros com geradoras independentes e instituições reguladoras custosas e ineficientes. Havia um contentamento geral que o regime regulatório e estrutura do sistema deveria ser reformado.

Em abril de 1994, o CPUC articula um dos mais radicais programas de reformas já vistos à época, conhecido como “*Blue Book*”⁸. O programa foi desenvolvido para que o setor de geração fosse separado das IOUs e estas novas geradoras fossem desreguladas e a eletricidade seria vendida em um mercado competitivo de geração de eletricidade. Os consumidores de *retail* poderiam escolher usar as linhas de transmissão e distribuição e teriam “acesso direto” ao mercado de geração. Esta visão de reforma foi fortemente influenciada pela reestruturação britânica em 1990.

No começo de 1996, dois anos após um enorme debate entre os mais variados grupos de interesse, o CPUC anuncia sua tão esperada decisão, esta é enviada ao congresso californiano e no final do mesmo ano é aprovada e se torna a lei *AB1890*. Os fundamentos da lei *AB 1890* seguem abaixo.

- ☞ *Retail* “escolha do cliente”: Todos os consumidores de *retail* devem escolher um *electricity service provider*(ESP) para prover geração de eletricidade. As antigas IOUs se tornaram *utilities distributing companies*(UDCs). Caso os consumidores de *retail* não escolhessem uma ESP, podiam continuar comprando das antigas IOUs, agora UDCs e por um período máximo de 4 anos.
- ☞ As IOUs tinham que prover livre acesso de suas linhas de transmissão e distribuição para as geradoras do mercado competitivo a preços determinados pela CPUC e pela FERC.
- ☞ Foram feitas provisões para as firmas recuperarem seus *stranded costs*, estes eram os “*sunk investments*” do setor elétrico, ou seja, investimentos previamente feitos ou obrigações contratuais feitas durante o antigo regime regulatório. Na Califórnia os *stranded costs* foram chamados de *transition costs*. O CPUC lança um mecanismo de compensação dos *stranded costs*, este é dado pela fórmula:
 - $CTC = P(\text{retail}) - P(\text{geração}) - P(T\&D) - \text{Pagamentos de Bonds}$Onde $P(\text{retail})$ é o preço de retail, $P(T\&D)$ é o preço regulado de transmissão e distribuição, pagamento de bonds é a quantidade de bonds usados para financiar os preços de retail e $P(\text{geração})$ é o preço médio de geração. CTC é a quantidade da taxa de transição para competição que era repassado para as três grandes IOUs.
- ☞ As IOUs podiam securitizar seus *stranded costs*: As IOUs emitiam bonds onde os juros e as amortizações eram garantidos pelo estado e seria descontado da compensação dos *stranded costs*.
- ☞ Os consumidores residenciais e pequenos comerciantes receberam 10% de desconto em relação aos antigos preços regulados, esse desconto foi financiado pela economia feita nos custos pela securitização.
- ☞ Distribuição e outras áreas com jurisdição estatal foram reguladas por *performance-based regulation*(PBR). PBR usa incentivos e desincentivos financeiros para baixar custos, melhorar serviços e alocação de risco, esses incentivos são medidos por meio da performance da firma.
- ☞ Criação de duas operadoras independentes de rede de transmissão e mercado de geração, estas foram: *Califórnia Independent System Operator*(CAISO) e *Califórnia Power Exchange*(CALPX). O funcionamento destas operadoras é mais bem explicado no próximo parágrafo.

⁸ O verdadeiro nome do programa era *Proposed Policy Statement on Restructuring California's Electric Services Industry and Regulatory Policy*.

CAISO é uma instituição que coordena a operação de grande parte do sistema de transmissão da Califórnia e trabalha com o mercado entre geração e *retail*. CAISO era uma instituição sem fins lucrativos organizada pelas leis da Califórnia, mas era regulada pela FERC. CAISO era responsável também pelo balanceamento da rede em tempo real e por evitar o congestionamento da rede.

CALPX era também uma instituição sem fins lucrativos que era responsável pelo mercado de eletricidade de *day-ahead* e *hour-ahead*.

O funcionamento do mercado era dado da seguinte forma: CALPX *day-ahead*, CAISO transmissão e distribuição, CALPX *hour-ahead*, CAISO transmissão e distribuição, CAISO mercado de tempo real.

Entendendo o porquê da crise do setor elétrico da Califórnia

Poder de mercado

Muitos estudos empíricos concluíram que as firmas exerceram poder de mercado no mercado de geração de eletricidade na Califórnia⁹. Este debate sobre poder de mercado é diferente dos usados em outros setores da economia, devido ao fato do exercício de poder de mercado unilateral ser feito por firmas que tinham comparativamente uma pequena fatia do mercado.

As geradoras que foram acusadas de exercer poder de mercado representam de 6-8% da capacidade de produção. FERC tem autoridade para monitorar e diminuir o poder de mercado. Porém até 2001, FERC acreditava que nenhuma firma com menos de 20% de fatia de mercado podia exercer poder de mercado. Esta análise ignora o fato de que em um mercado sem elasticidade de demanda e restrições estritas na produção, até mesmo uma firma com pequena fatia de mercado pode exercer poder de mercado em um dia que a demanda está muito alta. Em uma tarde de verão, onde o operador do sistema precisa de 97% dos geradores funcionando para atender uma alta demanda, uma firma com 6% de capacidade pode exercitar sim poder de mercado.

Na verdade, uma firma achará vantajoso exercer poder de mercado quando a elasticidade da demanda residual da firma for muito pequena. Essa elasticidade é determinada pela elasticidade da demanda de mercado e a elasticidade da oferta de outras geradoras.

Permissão de emissão de NO_x

No começo dos anos 1990, o *South Air Coast Quality Management District*(SCAQMD), que cobre Los Angeles e as áreas vizinhas, implementa um sistema inovador de controle de emissão de NO_x e alguns outros tipos de poluentes do ar liberados por grandes geradoras. De acordo com esse sistema, uma geradora tinha que adquirir permissões ou “créditos” para cobrir suas emissões anuais. Para toda firma era alocado um número decrescente de permissões todo ano. Essas permissões eram negociáveis, então uma empresa com um número de permissões que excediam sua necessidade podia negociá-las com outras firmas que necessitavam de mais permissões. Desde que existe um mercado de permissões, isto representa ou um custo variável direto ou um custo de oportunidade de geradoras aumentarem sua produção.

Até o começo de 2000, os preços de mercado das permissões eram bastante baixos e o número de permissões alocadas para cada firma excedia o número de poluentes emitidos. Entretanto entre abril e setembro de 2000, o preço das permissões

⁹ Pueller (2001); Hildebrandt (2001)

cresceu por um incrível fator de ordem 10. As permissões começaram a ficar escassas devido ao fato de que as geradoras movidas a gás natural estavam operando em sua capacidade máxima, para suprir a crescente demanda do ano. Em setembro, os preços das permissões aumentaram o custo marginal das geradoras em 75%

Designs regulatórios e seus problemas

Ao invés de aprender com as experiências de sucesso de outros países, Califórnia escolheu um tipo único de regime de tomada de decisão: *stakeholder democracy*. Esse regime se dá onde todos interessados pelo problema são colocados juntos para debater e desse debate sair a melhor solução para o problema. O grande problema desse regime foi a escolha da diretoria da CALPX e da CAISO, estes eram representantes dos diversos grupos de interesses com poder de veto nas decisões. Por definição, os diretores deixavam de lado o interesse comum para favorecer os interesses próprios. Qualquer decisão que significaria uma melhora do bem estar do estado da Califórnia, somente pelo fato de prejudicar em pequenas proporções era vetado. Um dos exemplos desse processo e um dos mais prejudiciais foi o “*not in my back yard effect*”¹⁰(NIMBY). Nos anos 90 a Califórnia tinha esgotado suas reservas de capacidade, pesquisadores avisaram que dias de demandas excessivas estavam por vir, mesmo assim os californianos se recusaram a deixar construir geradoras perto de suas casas ou *counties*.

O programa de reestruturação da Califórnia permitia as UDCs a comprar e vender eletricidade somente pelos mercados da CALPX ou CAISO. Uma das lições mais claras do sucesso alcançado pela Inglaterra no processo de reestruturação foi a possibilidade das firmas comprarem energia através de contratos de longo prazo. A possibilidade de vender eletricidade por contratos de longo prazo aumenta a dificuldade das firmas restringirem competição. Já que a firma vendeu eletricidade antecipadamente, esta tem menos incentivos a restringir eletricidade nos mercados da CALPX e CAISO para tentar uma subida nos preços, pois estas não receberiam o maior preço nos mercados PX/ISO, pois já estavam vendidas no mercado futuro. Estes contratos de longo prazo também eliminariam as incertezas sobre o mercado e diminuiriam os riscos.

Um dos pontos da reestruturação do setor era a compensação dos *stranded costs*. A estimativa inicial destes custos pode ter sido exagerada. Uma definição de *stranded costs* é a diferença entre o valor de mercado do ativo e seu *book value*. Em casos extremos firmas conseguiam obter um lucro de 93.4%¹¹ na compensação de seus “*sunk investments*”. Outro problema relacionado a este ponto foi que a CTC era adicionada em todas as contas de eletricidade, isto fazia com que os entrantes em potencial restringissem os investimentos, pois já que os consumidores pagariam o CTC de qualquer maneira, estes não tinham incentivos para mudar de geradora. Esse item ainda influi no ponto acima sobre proibição de contratos à longo prazo, pois na fórmula do CTC, a variável P(geração) podia ser manipulada, pois podia haver acordos bilaterais para que essa variável fosse modificada, esse é um dos motivos do CPUC somente permitir compra e venda de eletricidade pelo sistema PX/ISO.

A Califórnia é um grande consumidor de eletricidade no verão, importando eletricidade do noroeste do Pacífico(Canadá, Washington e Oregon) para poder suprir sua demanda. Entretanto o noroeste do Pacífico é bastante dependente em hidroeletricidade. Portanto em tempos de seca tanto o noroeste quanto a Califórnia sofrem de redução de capacidade. Porém importação de eletricidade tem que ser transmitidas das geradoras para os consumidores e a capacidade de transmissão de eletricidade é limitada. Existem

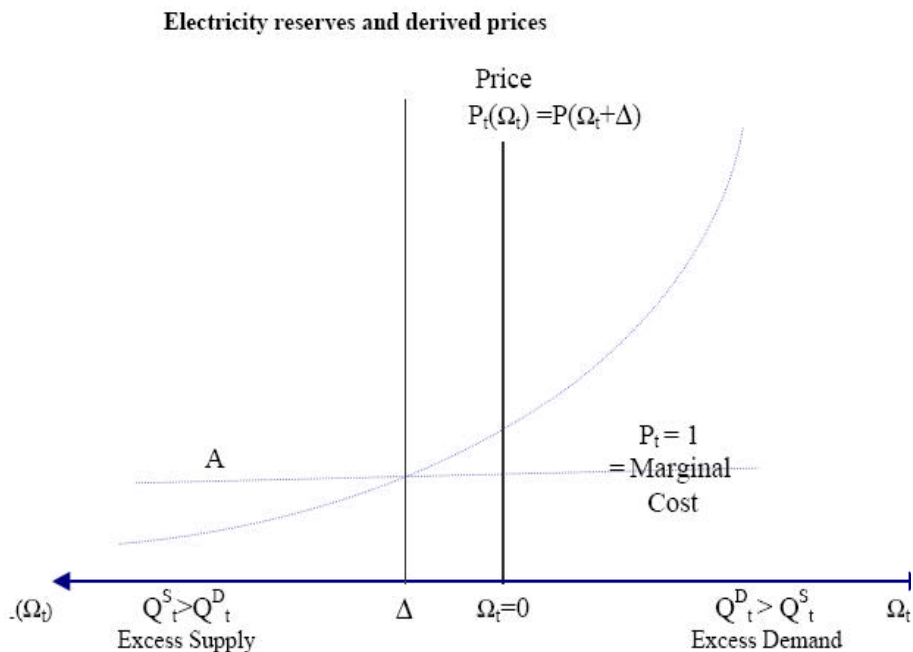
¹⁰ Ver The Economist (26/08/2000)

¹¹ Ver Trebing (2000)

gargalos na transmissão no caminho para a Califórnia e dentro do estado. Houve uma falha na reestruturação, pois faltou uma política mais séria de investimentos em infraestrutura.

Um dos erros mais graves da reestruturação e uma das causas mais importantes da crise no setor foi quebra da conexão entre os preços de geração e os preços de *retail*. A teoria econômica nos ensina que a melhor solução para o ajustamento da oferta e demanda em um mercado é deixar que as forças do mercado respondam. Se houvesse um problema de geração, o mercado responderia com aumento nos preços de *retail*. Na Califórnia ao contrário, os preços de *retail* foram mantidos congelados aos níveis de 1996. Os reguladores tinham a expectativa de que com a competição os preços de geração cairiam, mas se o processo falhasse, como falhou, as empresas começariam a obter perdas. As firmas, com essa decisão obteriam todos os ganhos potenciais, mas também arcariam com todos os riscos.

O estado da Califórnia optou pelo leilão de preço uniforme como o método de precificação de eletricidade. De acordo com a teoria dos leilões, nesse tipo de leilão, o preço pago é a maior oferta que foi aceita pelo comprador mais ansioso. O objetivo desse sistema de precificação era tentar imitar ao máximo o sistema de preços competitivos, a precificação por custo marginal.¹² Este sistema não funcionou na Califórnia, pois exige a existência de reservas de capacidade no mercado.



No gráfico 3 acima, Ω_t é o percentual de demanda excessiva no mercado no tempo t e P_t é o preço da eletricidade no tempo t , o preço foi normalizado para 1. À direita de $\Omega_t=0$, o mercado está com excesso de demanda, logo as reservas estão se esgotando. À esquerda de $\Omega_t=0$, o mercado está com oferta excessiva e Ω_t será negativo, logo há excesso de reservas. Q_t^S é a quantidade de oferta e Q_t^D é a quantidade de demanda no tempo t . Δ é a quantidade de reservas necessária para que o mercado funcione corretamente sem nenhuma ameaça. Esta quantidade de reservas é calculada para

¹² Ver Crow (2001)

prever problemas no equipamento ou aumento inesperado de demanda. Caso o sistema esteja em oferta excessiva, mas abaixo de θ , o sistema pode ter problemas de “reliability”. Se a quantidade de reservas no mercado for menor que o ponto crítico θ , então o preço será maior que o custo marginal. Nesse caso, as geradoras tem incentivos para diminuir a capacidade para aumentar os preços. Quanto menor a elasticidade de demanda maior será o aumento de preço nesse caso. Eletricidade é um serviço que tem elasticidade, pelo menos no curto prazo, aproximadamente igual a 0.1¹³. Essa é uma “oportunidade de ouro” para que as geradoras usem poder de mercado para manipular os preços.

Crise Elétrica da Califórnia

Em maio de 2000, os preços do mercado de geração começam a subir acima dos níveis históricos. Estes preços eram muito maiores do que o preço fixo de *retail* que as IOUs eram permitidas a cobrar. SCE e PG&E começam a perder muito dinheiro, as perdas aumentam muito quando se compra eletricidade a \$120MWh e revende a \$60-65MWh. O tabela 1 abaixo mostra as perdas de receita das três IOUs. Os dados são referentes ao período de março de 2000 a junho de 2001 e estão em \$MM.

Customer Classes	PG&E	SCE	SDG&E
Residential	\$ (1,591)	\$ (971)	\$ (393)
Small Commercial	\$ (552)	\$ (585)	\$ (237)
Medium Commercial	\$ (541)	\$ (569)	\$ (235)
Industrial	\$ (1,480)	\$ (992)	n/a
Agricultural	\$ (168)	\$ (654)	n/a
Total	\$ (4,332)	\$ (3,772)	\$ (865)

Fonte: CPUC Report 2000

SDG&E conseguiu que os preços de *retail* fossem desregulados no começo de 2000, conseguindo passar alguma parte da alta nos preços de geração para seus clientes de *retail* por uma brecha regulatória. Por isso observamos na tabela acima que esta IOU teve o menor prejuízo dentre as demais.

Em setembro de 2000, PG&E e SCE acumulavam juntas um prejuízo de \$2.3 bilhões. Estas IOUs tentavam junto ao CPUC a suspensão do congelamento dos preços e deixasse com que fossem cobrados dos clientes os custos reais do mercado de geração. Eles argumentavam que o valor de mercado das geradoras que permaneceram sob seu comando era maior que seu *book value* e que a compensação dos *stranded costs* relacionados a suas geradoras estava completo e que por isso queriam que os preços fossem deixados flutuar. O CPUC se recusa a liberar os preços argumentando que nenhum aumento de preços estava previsto no balanço de 2000. Em um esforço de controlar os preços de geração, a CAISO tenta reduzir o *price cap*¹⁴ antes fixado em \$750 para \$500 em julho de 2000 e para \$250 em agosto do mesmo ano com aprovação da FERC.

Mas quais seriam as causas do aumento inesperado dos preços de geração? As cinco primeiras causas que aparecem são de ordem exógena e estas são: aumento no preço do gás natural, onde as causas para tal não foram ainda bem entendidas; um

¹³ Ver Borenstein (2001)

¹⁴ Ver Hildebrandt (2001)

grande aumento da demanda na Califórnia, devido ao aquecimento da economia, principalmente do Vale do Silício; redução nas importações de eletricidade, devido a uma severa seca no noroeste do Pacífico; aumento dos preços das permissões de poluentes; e problemas com poder de mercado, já estudado anteriormente.

Em janeiro de 2001, PG&E e SCE suspendem os pagamentos a credores e seus *credit ratings* são rebaixados para o status “junk”. Com a continuação da crise, começam os programas voluntários de *blackout*. O estado da Califórnia tenta pressionar as geradoras a continuar vendendo eletricidade para as IOUs, porém FERC emite uma nota dizendo que a Califórnia não pode obrigar as geradoras a vender eletricidade sem alguma garantia de pagamentos.

O governador democrata da Califórnia Gray Davis começa a aparecer à noite na TV local para acalmar a população, porém ele estava irredutível enquanto a liberação dos preços de *retail*. Em uma de suas aparições este diz: “*If I wanted to increase prices I could have solved this crisis in twenty minutes*”¹⁵. O governador também autoriza o *Department of Water and Resources* a comprar eletricidade por contratos de longo prazo e autoriza a emissão de *bonds* para o pagamento destas compras.

Em 6 de abril de 2001, PG&E, uma das maiores IOUs dos Estados Unidos faz um pedido de concordata depois de demasiadas perdas financeiras. Três dias depois, SCE assina com o governo da Califórnia um *memorandum of understanding*(MOU) realçando os passos necessários para voltar a ter saúde financeira.

Em maio de 2001, acontecem dois dias seguidos de *blackout* devido a incapacidade das IOUs proverem eletricidade.

Finalmente, após inúmeras tentativas das IOUs, em meados de maio, CPUC autoriza o aumento dos preços de *retail* para PG&E e SCE. Ao mesmo tempo, SDG&E assina também um MOU com o estado da Califórnia alegando perdas de mais de \$747 milhões e concorda em vender suas linhas de transmissão para o estado por \$1 bilhão, 2.3 vezes seu *book value*.

Em junho de 2001, FERC autoriza o sistema ISO/PX a regular novamente o setor de geração, o *price cap* do setor ficaria efetivo até setembro de 2002. No mês seguinte, diversas geradoras de fora do estado começam a cancelar as vendas para a Califórnia argumentando incertezas devido à nova restrição de preços aprovadas em junho.

Neste mesmo mês, o preço do gás natural despenca de \$10/miBTUs para \$3/miBTUs. Com essas quedas nos preços do gás natural, com os aumentos autorizados pela CPUC e pela autorização da FERC de re-regulação, os preços de geração começaram a recuar, porém o estado da Califórnia estava comprometido com contratos de longo prazo no valor de \$40 bilhões aproximadamente.

Em Agosto de 2001, a Califórnia cria a *California Public Utility Power Authority* (CPPA) que ficou responsável por construir novas geradoras estatais para assegurar que não houvesse mais racionamentos. A CPPA foi criada para atingir um nível de reserva de 15%, onde se acreditava que este nível asseguraria um mercado competitivo de geração de eletricidade.

Conclusões

O problema enfrentado pela Califórnia não pode nos distrair da visão que existiram aspectos positivos na experiência de reformar o sistema elétrico dos Estados Unidos. Uma das razões principais para as reformas era a redução dos custos de geração. Durante os anos de 1981-1999, a taxa de aquecimento das geradoras caiu 2-

¹⁵ Ver *CNN Special report on California's electricity crisis*.

2.5% devido à separação vertical de propriedade, isto a preços atuais, dariam uma economia de \$4 bilhões para os Estados Unidos¹⁶.

Enquanto a Califórnia estava vendo suas reformas fracassarem, outros estados tais como *Pennsylvania-New Jersey-Maryland*(PJM) foram bem sucedidos com uma ISO mais centralizada, desenhada para recuperar as economias verticais integradas¹⁷.

A Califórnia influenciou outros estados americanos a reformarem o setor de eletricidade. O resultado da crise californiana causou um impacto nos outros estados de duas maneiras: os estados que estavam no meio das reformas revisaram e mudaram alguns pontos para não ter o mesmo fim da Califórnia e os estados que não tinham começado suas reformas como o Texas, por exemplo, adiaram ou cancelaram as reformas para estudar melhores soluções para o setor. A FERC também foi afetada pela crise da Califórnia, pois passou a tomar muito mais cuidado com o uso de poder de mercado no setor de geração e procurou aumentar a coordenação das transmissões interestaduais e capacidade de transmissão.

A experiência da Califórnia nos sugere algumas lições sobre os lados da oferta de da demanda do setor de eletricidade. Em particular, se os mercados forem deixados responder a choques inesperados, como o verão de 2000 então os lados da demanda e da oferta do setor devem ser robustos o suficiente para superar tais choques.

Oferta

A reestruturação tem mais chance de obter sucesso quando o mercado tem mais liberdade para responder à sinalização dos preços. As IOUs deveriam ser livres para gerenciar os riscos de movimentos de preços sendo liberadas para assinarem contratos de compra de eletricidade de longo prazo, isto as protegeria de dificuldades financeiras.

Um jeito simples de atração de capital para uma indústria é a perspectivas de lucro, controles de preços não possibilitariam um retorno total do capital investido.

Uma lição que não devemos aprender com o caso californiano é em relação ao tamanho da margem de reserva, este problema cria grande incentivo para as geradoras usarem poder de mercado para conseguir um aumento nos preços. Se houvessem uma grande margem de reserva disponível à época da reestruturação, esta teria obtido muito mais sucessos do que fracassos.

Demanda

O congelamento dos preços de *retail* da Califórnia inibiu a resposta dos consumidores aos problemas de oferta de eletricidade. Uma lição simples que podemos aprender é que os consumidores devem saber o custo real da geração de eletricidade, As variações nos preços iriam induzir os consumidores a aumentar o uso quando o preço cai e cortar o consumo quando os preços sobem. A sinalização nos preços deveria encorajar os consumidores não somente a usar menos eletricidade, mas sim encorajar ajustes futuros no consumo.

Alguns analistas acreditam que ajustes na oferta e os preços altos da Califórnia teriam sido muito atenuados se algumas técnicas de gerenciamento de demanda fossem usadas antes da reestruturação. Alguns consumidores industriais já tem a capacidade de monitorar e ajustar sua demanda de acordo com a variação dos preços. Uma reestruturação de sucesso deveria fazer com que os consumidores residenciais e os

¹⁶ Ver Markovich (2003)

¹⁷ Ver Wilson (2002)

pequenos comerciantes adquirissem a capacidade de gerenciamento de demanda que os consumidores industriais possuem.

Referências

Assembly Bill (California) No. 1890, available at URL: www.leginfo.ca.gov/pub/95-96/bill/asm/ab_1851-1900/ab_1890_bill_960924_chaptered.pdf

Averch, H. and L.L. Johnson (1962), "Behavior of The Firm under Regulatory Constraint", *American Economic Review* 52: 1053-1069

Baumol, W.J., Klevorick, A.K., (1970), "Input choices and rate-of-return regulation: An overview of the discussion". *Bell Journal of Economics* 1, 162–190.

Borenstein. Severin, James Bushnell and Frank Wolak (2001), "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Markets" *POWER Working Papers* PWP-064

CEC (2000), "California Energy Outlook 2000", Docket No. 00-CEO-vol.-I, *California Energy Commission*, Sacramento.

Crow, R. T. (2001), "Not Invented Here: What Can Be Learned from Elsewhere About Restructuring Electricity Markets", *Stanford Institute for Economic Policy Research*, Discussion Paper No. 01-10.

DOE (1997), "Electricity Reform Abroad and US Investments", US Department of Energy, *The Energy Information Administration*, Washington D.C., available at URL: www.eia.doe.gov/emeu/pgem/electric/.

Hildebrandt, Eric (2001), "Further Analysis of the Exercise and Cost Impact of Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Markets" , California's Independent System Operator, *Market Surveillance Committee Report*.

Hirsh, Richard (1989), "Technology and Transformation in the American Electric Utility Industry", *Cambridge University Press*, Cambridge.

ISO (2001a), "An Analysis of The June 2000 Price Spikes in The California ISO's Energy and Ancillary Services Market", California's Independent System Operator, *Market Surveillance Committee Report*.

Joskow, P.(2001), "California's Electricity Crisis", *NBER working paper* No. 8442.

Laffont, J.- J. and J. Tirole (1993), "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", Cambridge: *MIT Press*.

Makovich, L.J., (2003), "California Electricity Crisis and Implications for The West", *Testimony Before The US Senate*, Committee on Energy and National Resources.

Pueller, Steve L.(2001), "Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Wholesale Electricity Markets", *POWER Working Papers*, PWP-080.

Trebing, H.M., (2000), "Electricity: Changes and Issues", *Review of Industrial Organization*, 17: 61-74.

Schmalensee, R., (1989), "An expository note on depreciation and profitability under rate-of-return regulation". *Journal of Regulatory Economics* 1, 293–298.

Sheffrin, A. (2001a), "Preparing The California Market for Summer 2001", *A paper presented at the EUCI Conference on Western Power Markets*, Denver, Colorado, May 1-2, available at URL: www.energy.ca.gov

Sweeney, J.L. (2002), "The California Electricity Crisis", *Hoover Institution Press*: Stanford University.

U.S. Department of Energy (USDOE). "Comprehensive Electricity Competition Plan". Washington, DC: USDOE, 1998.

U.S. Department of Energy (USDOE), Energy Information Administration (EIA). *Electric Power Annual 1995 Volume II*. DOE/EIA-0348(95)/2. Washington, DC: USDOE/EIA, 1996.

Wilson, R. (2002), "Architecture of Electric Power Markets," *Econometrica*, 70(4), July 2002