



Prêmio
Secap de
Energia 2019
Concurso de monografias

3° LUGAR

FERNANDO COLLI MUNHOZ

**PROPOSTA REGULATÓRIA PARA APERFEIÇOAMENTO DO SISTEMA DE
LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO DE CURTO PRAZO**

Patrocínio

Realização

Idealização



SECRETARIA DE
AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,
ENERGIA E LOTERIA

SECRETARIA ESPECIAL DE
FAZENDA

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



PRÊMIO SECAP DE ENERGIA – 2019

Proposta Regulatória para Aperfeiçoamento do Sistema de Liquidação da Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo

SUMÁRIO EXECUTIVO

A partir de meados dos anos oitenta a maioria dos sistemas elétricos no mundo decidiram separar as atividades de rede, caso da transmissão e distribuição de eletricidade, e tratá-las como monopólio natural utilizando a regulação por incentivos para extrair eficiência e qualidade das empresas, das atividades em que a competição é possível, caso da geração e comercialização de eletricidade.

Nesta arquitetura de mercado, as empresas de geração de energia elétrica passam a ser produtores independentes de energia elétrica e buscam otimizar seus processos para terem custos menores e competirem para fornecer energia elétrica aos consumidores finais. O objetivo é que a competição motive a efficientização dos processos de produção de energia elétrica e, por consequência, resulte em preços menores para os consumidores.

Cabe ao Regulador realizar o desenho de mercado que assegure confiabilidade no suprimento de energia elétrica e preços baixos ao consumidor final. Para isso, o Regulador deve atentar para dois pressupostos: a eficiência de curto-prazo, fazendo o melhor uso dos recursos energéticos existentes para atendimento da demanda, e a eficiência de longo-prazo, promovendo os sinais

econômicos para investimentos na expansão do parque gerador instalado, ou na substituição do parque gerador vigente por um mais eficiente, com menor custo de suprimento de energia elétrica para o consumidor.

Para atingir esses pressupostos, o Regulador deve garantir que a atividade concorrencial seja efetiva e que as regras do desenho de mercado eliminem, ou na impossibilidade mitiguem, qualquer estratégia anticompetitiva dos agentes econômicos que aumente artificialmente os preços da energia elétrica em vistas de lucros extraordinários, como a utilização do poder de mercado unilateral.

Conceitualmente, a competição é um meio e a eficiência é o objetivo. Assim, toda vez que a livre concorrência é afetada por ações unilaterais ou conjunta de agentes econômicos a competição é abalada e a eficiência dissipada. A desejada eficiência de curto e longo prazo, pressupostos do funcionamento de mercados de eletricidade, não é atingida.

O desenho de mercado realizado pelo Regulador tem o condão de promover um mercado que conduz à competição efetiva, minimizando eventuais ações anticompetitivas pelos agentes econômicos, e, por consequência, maximizando a busca pela eficiência.

Este trabalho tem como objetivo propor aprimoramento regulatório no desenho de mercado de eletricidade brasileiro por meio de modificação no sistema de liquidação da energia elétrica. A tese que se pretende demonstrar é que a aplicação pelo Regulador do sistema duplo de liquidação, utilizado na maioria dos mercados de eletricidade do mundo, oferece maior competição ao mercado de curto prazo brasileiro, leva a melhor alocação dos recursos

econômicos, precifica de forma correta a energia elétrica no momento de produção e consumo e possui a capacidade de mitigar a ação unilateral de agentes econômicos no exercício do poder de mercado e de eventual conluio.

Para realizar esta demonstração, o trabalho descreve a forma em que a eletricidade é precificada em mercados competitivos, por meio da relação oferta e demanda, apresenta a forma básica de classificação de mercados, por preço e por custo, os conceitos de poder de mercado e conluio aplicados a mercados de eletricidade e as principais características do mercado brasileiro. Em seguida, por meio de análise teórica, gráfica e exemplos numéricos, o trabalho apresenta como um agente econômico pode exercer poder de mercado, alterando unilateralmente o preço da energia elétrica em benefício próprio e em prejuízo do consumidor, utilizando as regras do sistema de liquidação brasileiro.

A proposição realizada no trabalho apresenta por meio de análise comparativa e uso de dados numéricos que o sistema duplo de contabilização oferece menos espaço para o exercício de poder de mercado do que o sistema único de liquidação adotado no Brasil, desincentivando práticas anticoncorrenciais. De forma adicional, o trabalho mostra uma importante distorção econômica na aplicação do sistema de liquidação brasileiro: a oferta e demanda de eletricidade é liquidada à um valor de mercado que não corresponde ao real valor da energia elétrica no período de produção e consumo. No sistema brasileiro liquida-se o mercado pela energia produzida das usinas e pelo consumo de eletricidade, porém com o preço resultado da etapa de programação do sistema em que oferta e demanda são mera

expectativas de produção e consumo. O sistema duplo de liquidação proposto corrige esta distorção econômica.

Do ponto de vista jurídico, o trabalho aponta que para o Regulador realizar a modificação proposta faz-se necessário alterar o § 1º do art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 e o § 5º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 que determinam que o preço da eletricidade deve ser calculado de forma antecipada à operação.

Como análise final, é mostrado que a solução proposta no trabalho é robusta independentemente do paradigma de precificação que o país adote no futuro, seja a manutenção do sistema de preços com base no despacho por custo ou seja pela opção legislativa de se adotar um mercado por preço no Brasil no médio prazo.

**FUNDAÇÃO ESCOLA NACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA – ENAP
SECRETARIA DE AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO, ENERGIA E LOTERIA –
SECAP**

PRÊMIO SECAP DE ENERGIA – 2019

**APRIMORAMENTO DOS ASPECTOS CONCORRENCIAIS E REGULATÓRIOS
DO SETOR DE ENERGIA**

SUBTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

**PROPOSTA REGULATÓRIA PARA APERFEIÇOAMENTO DO SISTEMA DE
LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO DE CURTO PRAZO**

2019

RESUMO

Mercados de eletricidade foram criados como alternativa à tradicional estrutura verticalizada do setor elétrico em que uma mesma empresa era responsável por produzir, transmitir e distribuir a energia elétrica para os consumidores finais. O objetivo da criação do mercado de eletricidade foi trazer mais eficiência nos processos de produção e comercialização de energia elétrica, resultando em remuneração adequada ao investidor e preço justo ao consumidor. Contudo, para que se atinja tal objetivo, o mercado de eletricidade precisa ser desenhado pelo Regulador visando a eficiência de curto prazo, alocação mais econômica dos recursos de oferta existentes para atendimento da demanda corrente, e a eficiência de longo prazo, que viabiliza os sinais econômicos adequados para a expansão da produção de eletricidade no futuro. Entretanto, os pressupostos de eficiência não são obtidos sem concorrência efetiva no mercado. Quando a concorrência é ameaçada, agentes econômicos têm possibilidade de exercer poder de mercado e alterar unilateralmente o preço da eletricidade visando lucros extraordinários com prejuízo ao consumidor final. Neste caso, o objetivo da existência de um mercado de eletricidade não é alcançado. Este trabalho propõe atuação prévia do Regulador no desenho de mercado visando a manutenção da concorrência entre os agentes econômicos. Sugere-se modificar parte do desenho de mercado em vigor, especificamente no modo em que a energia elétrica é liquidada no mercado brasileiro. Demonstra-se que a utilização do sistema duplo de liquidação proposto no trabalho, em substituição ao sistema de liquidação vigente, é mais adequada para valorar corretamente a energia elétrica, incentivar os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema e desincentivar práticas anticoncorrenciais como a utilização de poder de mercado.

Palavras-chave: Concorrência. Regulação de mercado. Sistema de liquidação.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
1.1. DESENHO DE MERCADO	4
1.2. COMPETIÇÃO E ATIVIDADE ANTICONCORRENCIAL	8
1.3. OBJETIVO DO TRABALHO	13
2. CLASSIFICAÇÃO DE MERCADOS	15
2.1. MERCADO POR PREÇO	15
2.2. MERCADO POR CUSTO	22
3. PODER DE MERCADO E CONLUIO	29
3.1. PODER DE MERCADO	29
3.2. CONLUIO	35
4. MERCADO DE ELETRICIDADE BRASILEIRO	38
4.1. CONTRATAÇÃO LIVRE E REGULADA	38
4.2. MERCADO DE CURTO PRAZO	41
4.3. PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	43
5. LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	47
5.1. SISTEMA DUPLO DE LIQUIDAÇÃO	48
5.2. SISTEMA DE LIQUIDAÇÃO NO BRASIL	53
5.3. COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS DE LIQUIDAÇÃO	54
5.4. APRIMORAMENTO REGULATÓRIO	57
6. CONCLUSÕES	68
REFERÊNCIAS	71

1. INTRODUÇÃO

Quando pessoas ou empresas trocam bens ou serviços por dinheiro ou por outros bens, eles exercessem atividades de mercado. Em eletricidade, produtores vendem a eletricidade produzida para os consumidores que pagam por este produto e o utiliza para diversos fins: produção industrial, atividades rurais, refrigeração, iluminação, etc.

A relação entre produtores e consumidores de eletricidade não difere, em conceito, da relação entre produtor e consumidor de outras atividades econômicas, como agricultura, pecuária, fabricantes e consumidores de eletroeletrônicos, peças de veículos automotivos, refeição, entre outros. O consumidor pode localmente, ou virtualmente, comprar seu produto ou serviço desejado desde que o preço que esteja disposto a comprar seja igual ou maior ao preço que o vendedor está disposto a vender. Neste caso há a troca do bem e a negociação de mercado é realizada.

Entretanto, se do ponto de vista conceitual o mercado de eletricidade não difere do mercado de outros produtos, ele exibe alguma complexidade que normalmente não é encontrada nos outros mercados.

1.1. DESENHO DE MERCADO

O mercado de eletricidade não é um mercado orgânico, que nasce naturalmente entre pessoas ou empresas com disposição de vender e comprar bens ou serviços. É um mercado que precisa ser desenhado (CRAMTON, 2017, p. 590). O órgão regulador ou o formulador de políticas, por simplicidade tratado nesta monografia somente como Regulador, é o responsável pelo desenho de mercado.

Quando desenha o mercado de energia elétrica o Regulador deve buscar dois objetivos conflitantes: confiabilidade no suprimento e preços baixos (CRAMTON, 2017, p. 591). Os objetivos são conflitantes pois quanto mais investimento é realizado, mais o sistema fica confiável. Em teoria, a confiabilidade absoluta leva a um investimento infinito. Se há muito investimento, o preço de energia elétrica se eleva. É necessário arrecadar recursos para fazer frente ao investimento. De outro lado, preços de energia elétrica baixos podem não ser suficientes para prover a confiabilidade desejada.

De acordo com Cramton (2017, p. 591), na busca do melhor desenho de mercado, o Regulador deve atentar para a eficiência de curto-prazo, fazer o melhor uso dos recursos energéticos existentes, e a eficiência de longo-prazo, promover os sinais e incentivos para investimentos eficientes em novas fontes, na expansão do parque gerador instalado, ou na substituição do parque gerador vigente por um mais eficiente, com menor custo de suprimento de energia elétrica.

Na visão de curto prazo o desenho de mercado deve buscar o uso dos recursos disponíveis seguindo a ordem de mérito de custo econômico, isto é, o consumo de energia elétrica deve ser atendido acionando a oferta disponível na forma crescente de custos de produção de eletricidade. A Figura 1.1 (a) mostra a alocação ideal da oferta para atendimento da demanda seguindo a ordem de mérito de custo econômico. A fonte de suprimento marginal, isto é, a que atende a última unidade de energia demandada, deve ser a que possui o maior custo de operação entre toda a oferta de geração.

Entretanto, o objetivo de curto prazo nem sempre é possível de ser alcançado devido à complexidade do sistema elétrico. Por vezes, restrições de

transmissão, ambientais ou de manutenção de equipamentos de geração, não permitem que o consumo do momento seja atendido pelo suprimento disponível com os menores custos. É o que mostra a Figura 1.1 (b). A usina de custo R\$ 12/MWh e R\$ 123/MWh não puderam produzir energia elétrica devido à indisponibilidade por manutenção e restrição de transmissão, respectivamente. Desta forma, usinas com custo de até R\$ 180/MWh tiveram que ser acionadas para atender a mesma demanda.

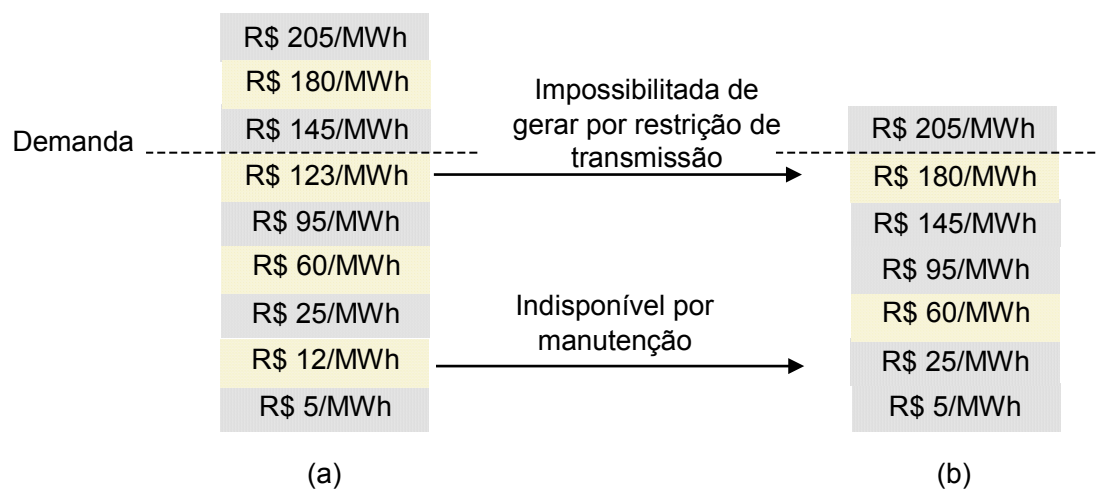


Figura 1.1. Eficiência de curto prazo.

Quando todos os geradores utilizam o custo marginal para a ordenação do despacho do sistema, o valor do preço do suprimento da unidade marginal para atendimento da demanda é o preço que a demanda no curto prazo paga para o consumo da energia elétrica. Este preço para atendimento da demanda no curto prazo é uma variável importante para a eficiência de longo prazo.

A eficiência de longo prazo busca atender a expansão do consumo de energia elétrica ao menor custo possível. Por este motivo, o preço para atendimento da demanda no curto prazo é variável de grande importância para a eficiência de longo prazo. O mercado bem desenhado, que alcança a eficiência de curto prazo, fornecerá o preço para atendimento ótimo da demanda. O preço pode ser projetado

para o futuro. Investidores que conseguem construir e operar uma usina de geração, com remuneração adequada, a preços menores do que o preço da energia elétrica projetado para o futuro possuem incentivos e sinais adequados para investir na expansão. Eles são capazes de instalar e operar suas usinas a custos menores do que o preço de mercado e extraírem seus lucros por esta diferença. Este é o caso das usinas A e B ilustrado na Figura 1.2. Considerando o preço esperado da energia elétrica no mercado, as usinas A e B são viáveis economicamente. As usinas C e D somente são viáveis do ponto de vista econômico na hipótese do valor esperado do preço da energia elétrica for maior do que o sugerido na Figura 1.2.

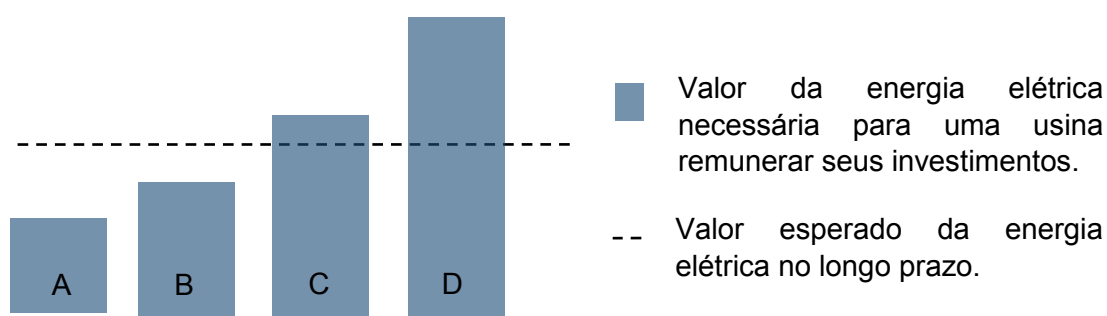


Figura 1.2. Eficiência de longo prazo.

Portanto, é importante que a eficiência de curto prazo emita os sinais adequados para que a eficiência de longo prazo possa ser obtida. A eficiência de curto e longo prazo supre de energia elétrica o consumidor final ao menor custo possível.

Entretanto, conforme explica Kirschen e Strbac (2004, p. 50), apesar de seus conceitos simples, a eficiência de curto e longo prazo está longe de ser conseguida de maneira trivial. O mercado de eletricidade é complexo e trabalha vinculado a um sistema que não ainda permite, com custos competitivos, o armazenamento do produto. A eletricidade produzida em cada milésimo de segundo precisa ser necessariamente consumida. Assim, deve existir o balanço em tempo real entre

oferta e demanda de energia elétrica, atendendo milhares de restrições fluxo de energia elétrica na rede, de equipamentos, ambientais, entre outros. Se há falha neste balanço o sistema elétrico colapsa e o consumo de eletricidade deixa de ser atendido. O *blackout* acontece.

A eletricidade é um bem essencial para a vida moderna e falhas no suprimento de energia elétrica em frequências relativamente altas ou por longos períodos são consideradas inadmissíveis na sociedade contemporânea.

Entretanto, mesmo seguindo esses conceitos primários: preços módicos e confiabilidade adequada, com eficiência de curto e longo prazo, no mundo, há importantes diferenças nos desenhos de mercado de eletricidade adotados. E mais, tais desenhos não são estáticos, pois estão sempre passando por processos de aprimoramentos.

Neste momento os mercados de eletricidade passam por uma dinâmica veloz e profunda de mudanças devido a maior inserção de fontes renováveis em sistemas que eram predominantemente dominados por combustíveis fósseis, a participação do consumidor final na produção de sua própria eletricidade, ao avanço das tecnologias de armazenamento de energia elétrica, o surgimento e massificação dos veículos elétricos e a adesão de países aos acordos multilaterais sobre mudanças climáticas e aquecimento global.

1.2. COMPETIÇÃO E ATIVIDADE ANTICORRENCIAL

Não bastasse o desenho de mercado ter que atentar para a característica diferenciada da eletricidade e a dinâmica de mudanças corrente, ele deve garantir que a atividade concorrencial seja efetiva e que as regras do desenho proposto eliminem, ou na impossibilidade mitiguem, qualquer estratégia anticompetitiva dos

agentes econômicos que aumente artificialmente os preços da energia elétrica em vistas de lucros extraordinários.

É o que se estuda neste trabalho. O desenho de mercado de eletricidade que possa mitigar a atividade anticoncorrencial por meio da modificação do procedimento utilizado para liquidar a energia elétrica no mercado de curto prazo. Pretende-se demonstrar que a adoção do procedimento denominado sistema duplo de liquidação é conceitualmente superior ao procedimento atualmente adotado no Brasil, ambos detalhados no Capítulo 5, pois oferece melhor valoração da energia elétrica, incentiva os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema eletroenergético e desestimula a utilização de estratégias anticoncorrenciais por parte dos agentes econômicos, como o exercício do poder de mercado.

Desde que a maioria dos sistemas elétricos no mundo decidiram separar as atividades de rede, caso da transmissão e distribuição de eletricidade, e tratá-las como monopólio natural utilizando a regulação por incentivos para extrair eficiência e qualidade das empresas, das atividades em que a competição é possível, caso da geração e comercialização de eletricidade, o Regulador possui o desafio de realizar uma regulação de mercado que estimule a competição e alcance os pressupostos de eficiência e confiabilidade no suprimento de energia elétrica.

Nesta nova arquitetura de mercado as empresas de geração de energia elétrica passam a ser produtores independentes de energia elétrica e buscam otimizar seus processos para terem custos menores e poderem competir para fornecer energia elétrica aos consumidores finais. A atividade de geração passa a atuar sob o regime de regulação de mercado.

Normalmente, a regulação de mercado divide o mercado entre atacadista e varejista. O mercado atacadista negocia grande blocos de energia e dele participam os geradores, comercializadores e grandes consumidores de energia elétrica. As transações comerciais ocorrem por meio de contratos bilaterais ou por meio de um Mercado Atacadista de Energia.

As transações bilaterais ocorrem quando vendedores e compradores fixam quantidade e preço da energia elétrica e prazo em contratos registrados entre as partes. Por exemplo, um comercializador e um consumidor fecham um contrato bilateral com quantidade de energia elétrica de 50 MWh por mês, pelo período de um ano, por um preço R\$ 100,00/MWh. O comercializador, que não possui ativos de geração, deve buscar a energia elétrica vendida por meio de outros contratos bilaterais com geradores ou comercializadores ou comprar a energia no Mercado Atacadista de Energia.

As transações no Mercado Atacadista de Energia sucedem quando os agentes de mercado não possuem contratos bilaterais ou possuem em quantidades insuficientes em relação à energia elétrica consumida ou produzida no período. Por exemplo, considere que o consumidor possui um contrato bilateral de 50 MWh por mês com o comercializador, mas consumiu 60 MWh no mês. Portanto, ele não possui contratos para 10 MWh. Como o consumidor demandou o incremento de 10 MWh no mês, fisicamente algum gerador do sistema produziu esta energia para ele. Desta forma, o consumidor, além de honrar o contrato bilateral com o comercializador referente a 50 MWh, deve pagar no Mercado Atacadista de Energia o adicional de 10 MWh consumido que algum gerador produziu. O preço da energia no Mercado Atacadista de Energia que este consumidor deverá pagar pelo consumo

excedente de 10 MWh é denominado de preço de curto-prazo, ou *spot*, e seu estabelecimento é discutido no Capítulo 2.

O Mercado Atacadista de Energia é organizado por uma instituição independente, que pode ser o próprio Operador do Sistema, agregando novas funções, ou uma instituição criada especificamente para esta finalidade, o Operador de Mercado.

Os pequenos consumidores participam do mercado varejista. A possibilidade deles poderem escolher o seu supridor de energia elétrica varia de acordo com o desenho de mercado adotado em cada país ou região. Há mercados em que o consumidor residencial pode escolher seu supridor de energia elétrica ou mesmo produzir sua própria energia elétrica e vender para outros comercializadores ou consumidores. São os mercados mais liberalizados. Há mercados em que eles não podem escolher seus fornecedores. Neste caso, um outro agente, como por exemplo a distribuidora de energia elétrica, compra a energia elétrica no mercado atacadista ou em contratos bilaterais em nome de vários consumidores e repassa as despesas para tais consumidores na fatura de energia elétrica. Consumidores que não possuem liberdade de compra de energia são denominados consumidores cativos e não possuem incentivos para responder a preços no mercado de curto prazo, pois sua tarifa é fixada somente uma vez ao ano.

A estrutura final de pagamento de todo o serviço de energia elétrica pelo consumidor final, independente dele ser livre ou cativo, segue a formulação descrita na Eq. 1.1.

$$VF = CE + CT + CD + ES + IM \quad \text{Eq. 1.1}$$

Onde:

VF: valor da fatura de energia elétrica do consumidor final;

CE: custo da energia elétrica;

CT: custo de conexão e uso do sistema de transmissão;

CD: custo de conexão e uso do sistema de distribuição;

ES: encargos setoriais;

IM: impostos.

Em muitas faturas de energia elétrica a separação das parcelas que compõem o custo total não é apresentada de maneira discretizada. O consumidor final tem acesso somente ao valor final da fatura de energia elétrica, *VF*.

O custo da energia, *CE*, sempre irá existir, independente do consumidor ser livre ou cativo. No caso do livre, o consumidor pode conseguir preços menores para este componente da sua fatura, pois pode ir ao mercado e tentar buscar um contrato de energia elétrica com um gerador ou comercializador com preço menor do que o fornecido para os consumidores cativos.

Os custos de transmissão, *CT*, e distribuição, *CD*, são definidos pelo Regulador, pois tratam de monopólios. Encargos setoriais são pagamentos adicionais realizados pelos consumidores para dar cumprimento à subsídios definidos em políticas setoriais, como desconto da energia elétrica para a população de baixa renda, universalização dos serviços de energia elétrica e o financiamento de novas fontes ou tecnologias de geração de eletricidade. Os impostos servem para fins de arrecadação do Estado.

Portanto, quando se fala em mercado de energia elétrica e da possibilidade do consumidor escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica está se falando na parcela *CE* da fatura de energia elétrica. É nesta parcela que o consumidor livre

pode ir ao mercado em busca de contratos para tentar diminuir o valor pago na fatura de energia elétrica. As outras parcelas da fatura são definidas pelo Regulador e o consumidor, independentemente de ser livre ou cativo, não possui gestão.

1.3. OBJETIVO DO TRABALHO

Esta monografia cuida essencialmente da parcela *CE* da fatura de energia elétrica que no Brasil, de acordo com ANEEL (2019.a) corresponde, em média, a aproximadamente 1/3 do total pago pelos consumidores residenciais na tarifa. Contudo, este percentual pode variar a depender do portfólio de contratos da distribuidora e da alíquota de imposto estadual aplicada na localidade do consumidor. É na parcela *CE* que a competição ocorre na indústria de eletricidade.

Como visto, a competição, por meio da livre concorrência entre os agentes econômicos, deve promover a melhor alocação dos recursos econômicos e os menores preços ao consumidor final. É isso que se busca quando se desenha um mercado de eletricidade.

Entretanto, conceitualmente, a competição é um meio e a eficiência é o objetivo (HUNT, 2002, p. 5). Assim, toda vez que a livre concorrência é afetada por ações unilaterais ou conjunta de agentes econômicos a competição é abalada e a eficiência dissipada. A desejada eficiência de curto e longo prazo, razão da criação de mercados de eletricidade, não é atingida.

O desenho de mercado realizado pelo Regulador tem o condão de promover um mercado que conduz à competição efetiva, minimizando eventuais ações anticompetitivas pelos agentes econômicos, e, por consequência, maximizando a busca pela eficiência.

Este trabalho tem como objetivo propor aprimoramento regulatório no desenho de mercado de eletricidade brasileiro por meio de modificação no sistema de liquidação da energia elétrica. A tese que se pretende demonstrar é que a aplicação pelo Regulador do sistema duplo de liquidação oferece maior competição ao mercado de curto prazo brasileiro, leva a melhor alocação dos recursos econômicos, precifica de forma correta a energia elétrica no momento de produção e consumo e possui a capacidade de mitigar a ação unilateral de agentes econômicos no exercício do poder de mercado e de eventual conluio.

Portanto, o objetivo do trabalho vai ao encontro do que define Wolak (2014, p. 218) como o desafio regulatório primário do regime de mercado: limitar o espaço oferecido para o exercício do poder de mercado pelos agentes econômicos.

A estrutura do trabalho está dividida do seguinte modo. O Capítulo 2 descreve a forma que a eletricidade é precificada em mercados competitivos, por meio da relação oferta e demanda, e apresenta a forma básica de classificação de mercados, por preço e por custo. O Capítulo 3 cuida dos conceitos de poder de mercado aplicado à mercados de eletricidade. O Capítulo 4 descreve as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica. O Capítulo 5 introduz o sistema brasileiro de liquidação de energia elétrica e o sistema duplo de liquidação utilizado nos principais mercados de eletricidade do mundo. Após esta introdução, ainda neste Capítulo, é apresentado o aprimoramento regulatório proposto no desenho de mercado brasileiro. O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho. Por fim, são listadas as referências das citações bibliográficas realizadas ao longo do texto.

2. CLASSIFICAÇÃO DE MERCADOS

A energia elétrica pode ter diferentes preços durante um período, mês, semana, dia. Em alguns períodos o valor da eletricidade pode ser extremamente elevado e em outros ser praticamente zero, ou até negativo em algumas circunstâncias bem específicas. A variação dos preços em períodos está estritamente relacionada ao modo como a eletricidade é produzida e consumida e a classificação de mercado adotada.

As seções seguintes apresentam os dois procedimentos existentes para precificar a energia elétrica em mercados: o mercado por preço, em que o preço da energia elétrica é definido pela disponibilidade de comprar e vender dos agentes econômicos, e o mercado por custo, em que o preço é definido pelo custo marginal da minimização dos custos de operação do sistema com base nos custos de produção dos agentes econômicos.

2.1. MERCADO POR PREÇO

Em mercados por preços produtores e consumidores de eletricidade oferecem lances de preços e quantidades para venda e compra de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia. A Figura 2.1 ilustra este mecanismo para um mercado formado por fontes renováveis, sem armazenamento, e por usinas termelétricas. Por simplificação, assume-se que todas as usinas e os consumidores estão conectados em um sistema sem restrição de transporte de eletricidade e as perdas elétricas do sistema elétrico são desprezadas.

Na Figura 2.1, para os três horários, é possível verificar que a curva de demanda é praticamente uma linha vertical com pequena inclinação. Isto significa

que a demanda possui pequena variação mesmo com muita variação no preço da energia elétrica. Tal comportamento é denominado de inelástico.

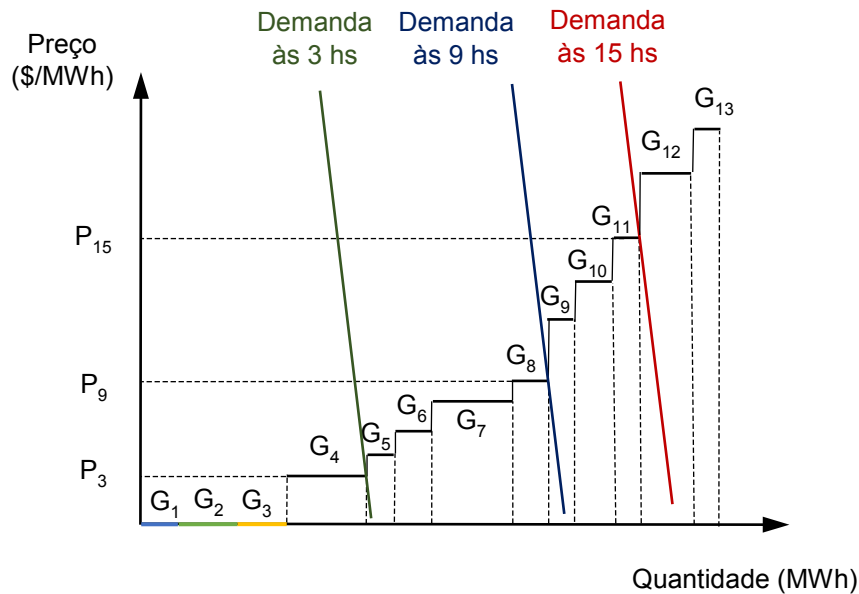


Figura 2.1. Curva de oferta e demanda.

A elasticidade da demanda é medida pela razão da variação da quantidade demandada pelo preço, conforme Eq. 2.1.

$$\text{Elasticidade da demanda a preços} = \frac{\Delta\% \text{ demanda}}{\Delta\% \text{ preço}} \quad \text{Eq. 2.1}$$

A demanda é considerada inelástica quando alterações no preço, mesmo em grande magnitude, causam pouca ou nenhuma alteração na demanda. É o que ocorre no curto prazo no mercado de energia elétrica. O consumidor reage pouco as alterações de preços pois não possui tempo para encontrar alternativas rápidas, a grande maioria não possui tecnologia de medição eletrônica para observar os sinais econômicos e responder a preços ou a fatura paga pela eletricidade responde por pequeno percentual das despesas correntes.

Deste modo, se o consumidor está acostumado a consumir o serviço e se o preço do serviço sobe, no curto prazo ele tende a manter o hábito do consumo. Entretanto, se o preço permanece alto por um período considerável, ele tende a buscar alternativas para o futuro, como produzir sua própria energia ou adotar medidas de eficiência energética. Portanto, a demanda é inelástica no curto prazo, porém não é no longo prazo.

A Figura 2.2 apresenta uma ilustração da elasticidade da demanda por eletricidade no curto e longo prazo. A variação no preço da eletricidade de A para B é responsável por uma pequena variação na demanda por eletricidade no curto prazo, de C para D. Comportamento inelástico da demanda. Porém, a variação do preço da energia elétrica de A para B permanecendo por longo período, a demanda por eletricidade tenderá a variar de C para E. Comportamento elástico da demanda. No longo prazo a demanda procura alternativas para reagir.

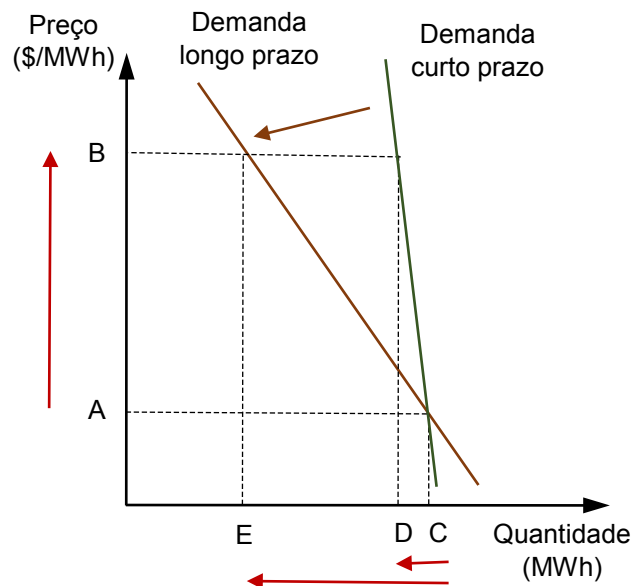


Figura 2.2. Elasticidade da demanda por eletricidade.

Pelo lado da oferta, a Figura 2.1 mostra que a demanda das 3 horas da madrugada é atendida pelas usinas G_1 , G_2 , G_3 e G_4 , que ofereceram os menores lances de preços para atendimento do consumo de energia elétrica neste horário. O preço que esses geradores irão receber por esta oferta é o preço de curto prazo, também denominado *spot*, das 3 horas da madrugada P_3 .

A demanda das 9 horas da manhã é atendida pelos geradores G_1 , G_2 , G_3 , G_4 , G_5 , G_6 , G_7 e G_8 . Seguindo a mesma lógica, eles oferecem os menores lances para sua produção de energia elétrica neste horário. O preço *spot* das nove horas da manhã é o P_9 . Todos geradores que tiveram suas ofertadas atendidas, desde que honrem sua oferta, receberão este valor dos consumidores que tiveram suas demandas atendidas.

A demanda das 15 horas é atendida por G_1 , G_2 , G_3 , G_4 , G_5 , G_6 , G_7 , G_8 , G_9 , G_{10} e G_{11} . Esses geradores irão receber o preço *spot* das 15 horas, P_{15} , dos consumidores que tiveram suas demandas atendidas neste horário.

Os geradores G_{12} e G_{13} não tiveram nenhuma oferta aceita nas três horas mostradas na Figura 2.1. Portanto, não operam e não recebem receita.

Na curva de oferta, os lances de preços no valor de zero são das fontes renováveis, que possuem custo de produção praticamente nulo. Seguindo a ordem crescente de preços, aparecem as termelétricas com combustível de baixo custo, como nuclear e carvão, e de termelétricas eficientes, como as de ciclo combinado que operam com gás natural. Tais usinas possuem custos de operação baixos e operam em regime praticamente o tempo todo, parando somente para a realização de manutenções. Em seguida, tem-se as térmicas de custo variável de operação intermediário que operam parte do período. Por fim, as ofertas de custo variável

mais elevado, como as termelétricas que utilizam gás natural em ciclo aberto e as que usam óleo diesel. Elas normalmente são utilizadas para atender picos de demanda. Por terem custos de operação maiores operam muito menos que as térmicas de base e são denominadas de térmicas de pico.

Na Figura 2.1, a receita de cada gerador é dada pela multiplicação do preço *spot* pela quantidade vendida. O lucro do gerador é calculado pela receita no mercado *spot* subtraída de seu custo de operação, denominado de custo marginal de operação ou produção. Em eletricidade, fazem parte da composição do custo marginal de operação custos de combustíveis, compensações ou encargos por cada unidade de geração produzida e custos incrementais de operação e manutenção.

Para maximizar o resultado econômico em mercados por preços, os geradores possuem diversas estratégias de oferta de preços. A título de ilustração, a Figura 2.3 mostra a área que representa o lucro do gerador em três hipóteses de estratégias, todas considerando que a oferta do gerador é aceita, isto é, seu preço de oferta é menor que o preço *spot*:

(a) oferta do gerador igual ao seu custo marginal de operação;

(b) oferta do gerador menor que seu custo marginal de operação;

(c) oferta do gerador maior que seu custo marginal de operação.

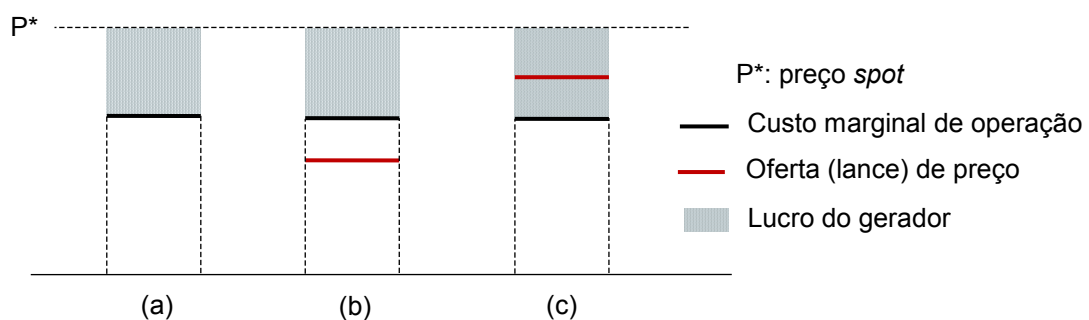


Figura 2.3. Lucro do gerador com diferentes hipóteses de oferta.

A Figura 2.3 mostra que o lucro do gerador no mercado quando sua oferta é aceita não modifica, independente se sua oferta de preço foi igual, menor ou maior que seu custo marginal de operação. Este lucro deve ser utilizado pelo gerador para cobrir seus custos fixos, inclusive de investimento e remuneração de capital. Portanto, quanto maior o preço *spot*, mais rápido o agente econômico irá recuperar seu investimento na usina.

Assim, quando a oferta é aceita no mercado, não importa se o gerador ofereceu um lance igual, maior ou menor do que seu custo marginal de operação, o lucro será dado pela diferença entre o preço *spot* e seu custo marginal de operação multiplicada pela quantidade de geração ofertada. Porém, as hipóteses da Figura 2.3 nem sempre podem se confirmar e a estratégia de lance do gerador pode interferir em seu resultado econômico no mercado. Para exemplificar, a Figura 2.4 apresenta duas ofertas do gerador com valores diferentes de seu custo marginal de operação em que o seu resultado econômico não foi maximizado por um erro de estratégia:

- (a) oferta do gerador menor que seu custo marginal de operação, aceita pelo mercado e preço *spot* entre o valor da oferta e do custo marginal;
- (b) oferta do gerador maior que seu custo marginal de operação, não aceita pelo mercado e preço *spot* entre o valor da oferta e do custo marginal.

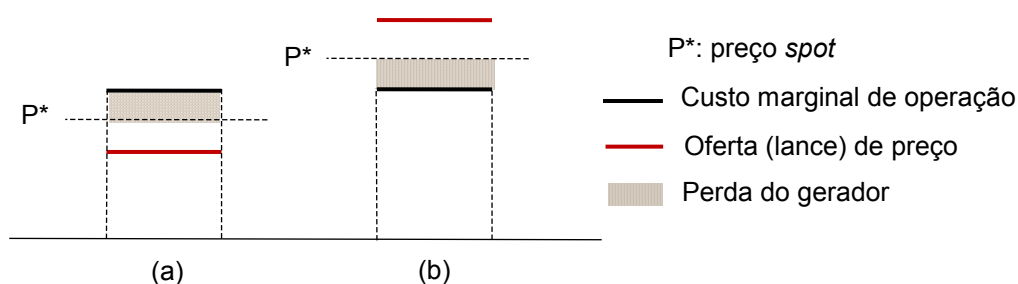


Figura 2.4. Perda do gerador com oferta diferente do custo marginal de operação.

Na Figura 2.4 (a) a oferta do gerador é inferior ao custo marginal de operação e o preço *spot* situa-se entre o custo marginal de operação e o valor da oferta. Neste caso, o gerador produz energia elétrica a um custo superior à sua venda no mercado. A perda econômica do gerador é calculada pelo resultado da diferença entre o custo marginal de operação e o preço *spot* multiplicada pela quantidade de energia ofertada.

Na Figura 2.4 (b) a oferta do gerador é superior ao custo marginal de operação e o preço *spot* situa-se entre o valor da oferta e o custo marginal de operação. O gerador poderia produzir energia elétrica ao custo marginal de operação e auferir o lucro dado pela diferença entre o preço *spot* e seu custo marginal de operação multiplicada pela quantidade de energia elétrica ofertada, porém como não teve sua oferta aceita, ele deixa de produzir energia elétrica mesmo tendo um custo marginal de produção inferior ao preço de mercado.

Os exemplos das Figuras 2.3 e 2.4 permitem a seguinte conclusão: em mercados concorrenciais, a melhor estratégia para o agente gerador em mercado por preço é ofertar o valor de seu custo marginal de operação.

Adiante, o Capítulo 3 mostra como as condições de mercado podem ser alteradas, as atividades concorrenciais serem modificadas e a estratégia de ofertar o custo marginal de operação não ser mais àquela que maximiza o benefício econômico do gerador. Entretanto, para a introdução do mercado por custo na seção seguinte, que é o tipo de mercado adotado no Brasil, é suficiente a conclusão desta seção sobre estratégia de oferta e custo marginal de operação em mercados por preço.

2.2. MERCADO POR CUSTO

Em mercados baseados no despacho centralizado por custo, geradores de energia elétrica submetem seus custos ao Operador do Sistema que procede a otimização dos recursos energéticos para atendimento da demanda, objetivando minimizar o custo total de operação do sistema.

Ao ordenar os custos por ordem crescente de custo marginal para atendimento da demanda, o Operador do Sistema obtém uma curva de oferta idêntica à representada na Figura 2.1. Isso permite uma importante conclusão sobre mercados com base em preço e custo: conceitualmente eles chegam a um mesmo resultado, a eficiência de curto prazo (GROSS E FINLAY, 2000).

Em mercados baseados em ofertas por preço, considerando que o gerador não possui capacidade de exercer poder de mercado, visto em detalhes no Capítulo 3, a melhor estratégia do gerador é ofertar seu custo marginal. Desta forma, com todos os geradores ofertando o custo marginal o preço *spot* é o valor do custo marginal da última unidade geradora que teve sua oferta aceita para atendimento da demanda. Em mercados por custo de operação, o Operador do Sistema aciona os geradores com menores custo marginais em ordem crescente de custos até a demanda ser atendida, otimizando a operação do sistema. O preço de mercado resultante também é o valor do custo marginal da última unidade geradora despachada.

Portanto, os dois tipos de mercados são análogos em termos econômicos. A diferença está nas externalidades que são aplicadas em cada um dos mercados, por preço ou custo.

No mercado por preço a reponsabilidade é alocada ao proprietário da usina. Ele conhece seus custos e deve ofertar a energia no mercado de forma a otimizar seus ganhos. No mercado por custo, uma instituição é responsável por auditar os custos das empresas. Novamente, se os custos auditados e a oferta do gerador forem iguais, o preço resultante de energia elétrica será o mesmo. A eficiência de curto prazo será alcançada por diferentes meios.

O mercado com base em despacho pelo custo é mais utilizado em países que possuem capacidade de armazenamento de energia elétrica por meio de reservatórios de hidrelétricas e múltiplos geradores de diferentes proprietários ou concessionários localizados em cascata em um mesmo rio ou bacia hidrográfica, como o Brasil. Neste caso, a energia elétrica armazenada em forma de água pode ser utilizada como um seguro para período de escassez e a produção de energia das usinas que possuem reservatórios a montante influenciam na produção de energia das usinas hidrelétricas situadas a jusante, principalmente àquelas que não possuem reservatórios.

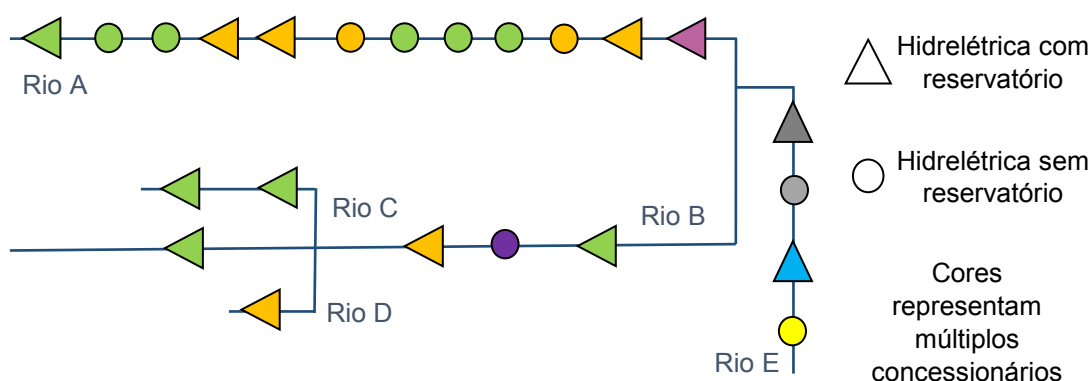


Figura 2.5. Esquemático de usinas hidrelétricas localizadas em cascata.

A Figura 2.5 ilustra essa situação por meio de um esquemático de usinas hidrelétricas em cascata em cinco rios, com múltiplos concessionários, com usinas

com reservatório e a fio d'água (usinas sem reservatórios) e cuja a produção da usina de montante, isto é, a decisão de desestocar água do reservatório para produção de energia elétrica, influi na decisão de produção das usinas a jusante. É a interdependência de produção hidrelétrica que ocorre quando a produção de uma hidrelétrica de determinado concessionário influi economicamente na produção da hidrelétrica de outro concessionário.

A alternativa de outorgar todos os potenciais hidráulico do rio, quando possível, a um único concessionário pode ser pior. Neste caso o concessionário poderia ter um tamanho muito grande no mercado e poderia influenciar os preços de energia elétrica. Quando isto ocorre o concessionário exerce o denominado poder de mercado, explorado no Capítulo 3.

A decisão das hidrelétricas que possuem reservatórios de maximizar sua produção de energia elétrica para aproveitar a oportunidade de preço *spot* elevado pode esvaziar os reservatórios aumentando o custo de atendimento da demanda no futuro e inserindo o sistema em situação de possível déficit de energia.

Contudo, a decisão de esvaziar os reservatórios para aproveitar o preço conjuntural da energia elétrica é míope do ponto de vista econômico. Ao fazer isto o gerador tornará o preço *spot* futuro mais alto, pois os reservatórios estarão vazios, portanto, tem-se menos oferta, e não terá oportunidade de ofertar no mercado, pois não possui água para a produção de energia elétrica.

Portanto, a inserção de reservatórios na política de programação energética possui grandes repercussões. A análise sobre o despacho de usina deixa de ser uma decisão atemporal para uma decisão intertemporal. Em outras palavras, o

despacho pelo custo deve otimizar o uso dos recursos no curto prazo considerando que a decisão presente impacta na decisão futura.

Exemplificando, caso o Operador do Sistema decida por despachar todas as usinas hidráulicas, fazendo uso da água estocada em seus reservatórios, para atender a demanda presente, o custo marginal de operação do sistema, preço *spot*, será muito baixo. A demanda presente é atendida com fontes que possuem custo marginal baixo, a fonte hídrica. Entretanto, como o Operador do Sistema utilizou a água dos reservatórios para atendimento da demanda presente, a demanda futura terá um custo muito alto para ser atendida. Neste último caso, como os reservatórios foram esvaziados, o Operador do Sistema tem pouca água para utilização para atendimento da demanda futura, devendo, nesta ocasião, utilizar fontes de custos marginais mais altos.

A Figura 2.6 apresenta o atendimento da mesma demanda de energia elétrica no presente, denotado pela letra P , e no futuro, denotado pela letra F . Na Figura 2.6 (a) o Operador do Sistema utiliza praticamente toda água estocada nos reservatórios para atendimento da demanda no presente. Por simplicidade, a fonte hídrica é tratada como uma única oferta agrupada denominada G_1 . As fontes com custo marginal diferente de zero despachadas são G_4 , G_5 e metade da geração de G_6 . Outras renováveis, G_2 e G_3 , não armazenáveis com custo nulo também são responsáveis pelo atendimento da demanda. O preço *spot* resultante, P_P , é o custo marginal de G_6 . O custo de operação do sistema para atendimento da demanda no presente é $c_4 \times G_4 + c_5 \times G_5 + 0,5 \times c_6 \times G_6$ e pode ser representada graficamente pela área hachurada da Figura 2.6 (a).

Por consequência da utilização de muita água estocada nos reservatórios no presente, o Operador do Sistema possui pouca água estocada para uso futuro. Assim, para atender a mesma demanda no futuro, Figura 2.6 (b), o Operador do Sistema utilizará a água que possui estocada mais o que chegou entre o presente e futuro, as fontes renováveis não estocáveis, consideradas iguais no momento presente e futuro, e completar a oferta para atendimento da demanda usando as fontes com custo marginal diferente de zero seguindo a ordem crescente de custos. Desta forma, além da água, G_1 , e de outras renováveis, G_2 e G_3 , devem ser utilizadas a geração de G_4 , G_5 , G_6 , G_7 , G_8 , G_9 e metade de G_{10} para atendimento da demanda futura. O preço *spot* futuro, P_F , é o custo marginal de G_{10} . O custo de operação no futuro é $c_4 \times G_4 + c_5 \times G_5 + c_6 \times G_6 + c_7 \times G_7 + c_8 \times G_8 + c_9 \times G_9 + 0,5 \times c_{10} \times G_{10}$. Este custo também é denominado de custo futuro e é mostrado na parte hachurada da Figura 2.6 (b). O custo total de operação é dado pela soma do custo presente e do custo futuro, representado pela soma das áreas hachuradas da Figura 2.6 (a) e (b).

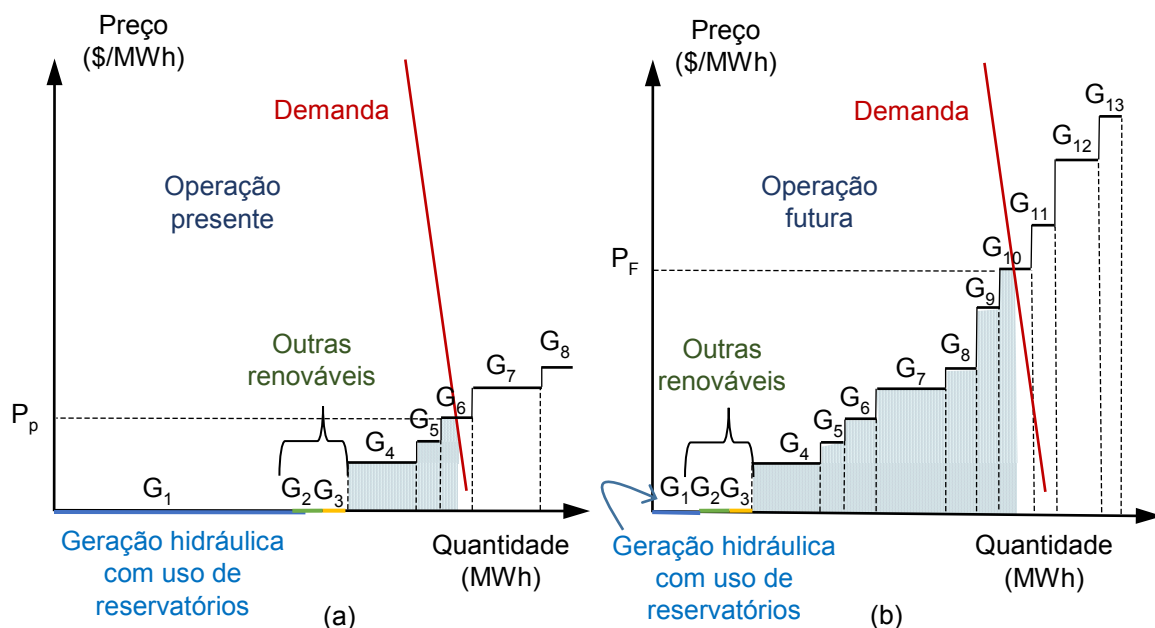


Figura 2.6. Utilização do estoque de forma desotimizada.

Considerando a dependência da decisão presente na operação futura, o mercado não atingiu a eficiência de curto prazo na operação apresentada na Figura 2.6, pois a operação não foi realizada considerando a interdependência temporal das decisões no presente e futuro. Desta forma, os recursos energéticos não foram alocados adequadamente para atendimento da demanda.

Observe agora o exemplo da Figura 2.7. A programação da operação do sistema foi realizada considerando a interdependência das decisões presentes no futuro. O custo de operação do sistema foi reduzido com a operação considerando a interdependência utilizando os mesmos recursos de oferta disponíveis.

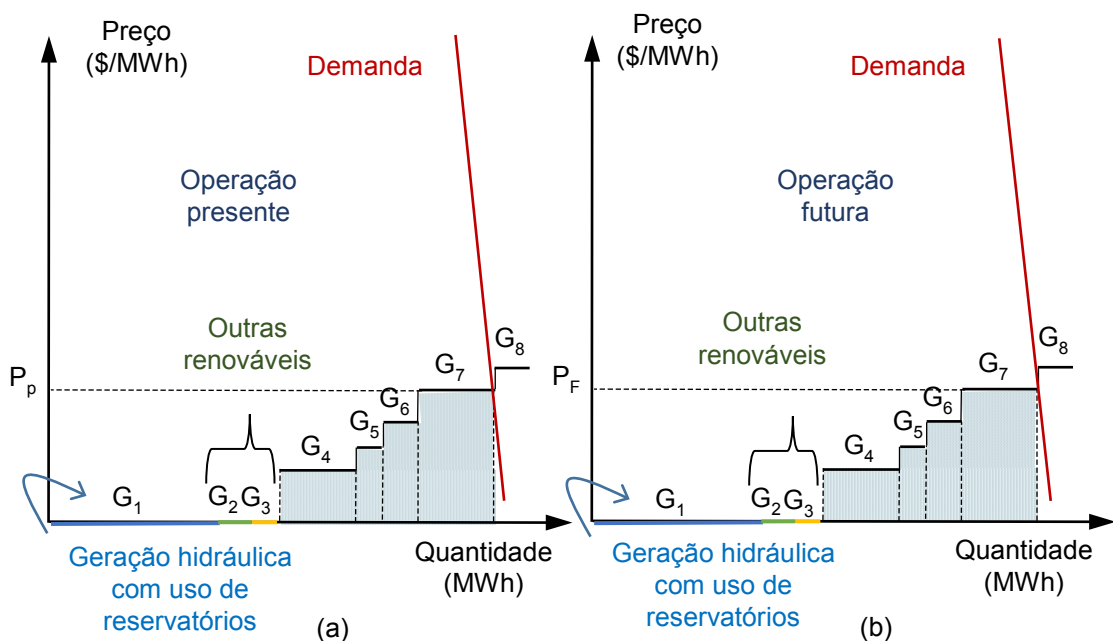


Figura 2.7. Programação da operação considerando a interdependência das decisões.

A geração hidráulica e de outras renováveis é a mesma nas Figuras 2.6 e 2.7. A diferença entre as figuras é que a geração hidráulica, passível de armazenamento, foi melhor alocada no momento presente e futuro, diminuindo o custo total de operação. É possível verificar a diferença entre os custos totais de operação pelas áreas hachuradas das duas figuras. A soma das áreas hachuradas

da Figura 2.7 é menor do que a soma das áreas da Figura 2.6. O custo total de operação para o presente e futuro na Figura 2.7 é $2 \cdot (c_4 \cdot G_4 + c_5 \cdot G_5 + c_6 \cdot G_6 + c_7 \cdot G_7)$. O valor do preço *spot* é o mesmo, o custo marginal de G_7 , no presente e futuro.

Portanto, quando há presença de armazenamento, a otimização do sistema eletroenergético deve levar em conta o inter-relacionamento de decisões no presente e futuro. A função objetivo passa a ser minimizar o custo total de operação do sistema, dado pela soma do custo presente e do custo futuro. O custo marginal de operação resultado do processo de otimização é utilizado como preço do mercado, isto é, como preço *spot*.

3. PODER DE MERCADO E CONLUIO

A regulação para garantir competição no mercado, por meio de efetiva concorrência entre os agentes econômicos, deve ter como fundamentos a participação livre de todos os interessados, regras claras e transparentes e mecanismos para evitar o exercício unilateral de poder mercado.

Por sua vez, o mercado de eletricidade é suscetível ao exercício de poder mercado devido à combinação de vários fatores, incluindo: a inelasticidade da demanda, a dificuldade de armazenamento do produto, restrição de transporte de uma localidade para outra e concentração de agentes econômicos nas atividades de geração e comercialização (VENTOSA; LINHARES; PÉREZ-ARRIAGA, 2013, p.101). Este Capítulo apresenta como o poder de mercado pode ser exercido em mercados de eletricidade, com prejuízo a concorrência e aumento de preços para os consumidores.

3.1. PODER DE MERCADO

Um agente de geração exerce poder de mercado quando ele é suficientemente grande modificar o preço de mercado alterando sua oferta de eletricidade (BORENSTEIN, 2000, p. 50). Por exemplo, ele pode aumentar o preço de mercado ofertando somente parte da sua capacidade de produção de energia elétrica em mercados por preço ou declarando indisponibilidade de parte de seus equipamentos para o Operador do Sistema em mercados por custo. De forma didática, a Figura 3.1 ilustra esta situação.

Uma mesma empresa possui a outorga dos geradores G_4 , G_{10} e G_{11} . Para atendimento da demanda das 15 horas, em mercado por custo ou por preço em que todos os geradores ofertam seus custos marginais, o preço para atendimento dessa

demanda será de P_{15} . Os geradores G_1 a G_{11} atendem a demanda. O lucro da empresa com a outorga de G_4 , G_{10} e G_{11} é apresentado na parte hachurada.

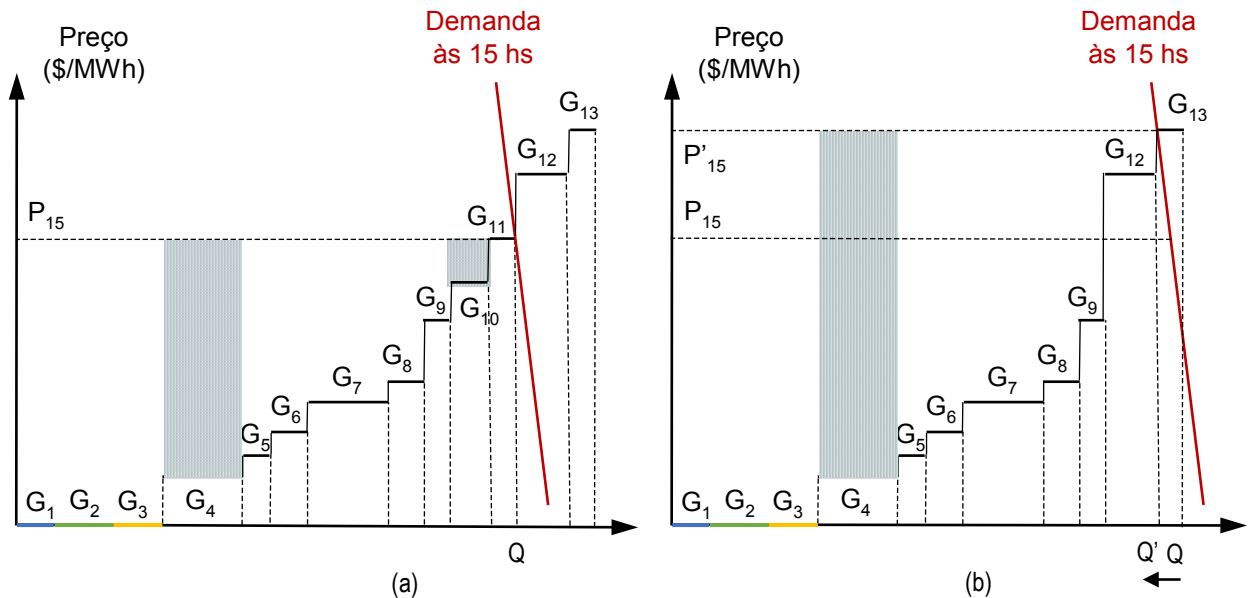


Figura 3.1. Exemplo de utilização de poder de mercado.

Porém, verificando seu tamanho no mercado frente a demanda a ser atendida, a empresa dona de G_4 , G_{10} e G_{11} pode utilizar outra estratégia de oferta para maximizar seus ganhos. Ela declara manutenção das usinas geradoras G_{10} e G_{11} . Em mercados por preço, estratégia semelhante seria ofertar um preço muito alto pela energia de G_{10} e G_{11} . A Figura 3.1 (b) apresenta como a mesma demanda das 15 horas seria atendida sem a presença de G_{10} e G_{11} na curva de oferta. Novamente, o lucro da empresa é apresentado na parte hachurada.

A comparação dos resultados de mercado em (a) e (b) na Figura 3.1 permite tirar algumas conclusões:

- a empresa com outorga das usinas G_4 , G_{10} e G_{11} exerceu poder de mercado e alterou o preço de venda de energia elétrica para o horário das 15 horas;

- b) a quantidade demandada de energia atendida foi alterada de Q para Q' ;
- c) a variação do preço de venda, de P_{15} para P'_{15} , foi muito superior à variação da demanda atendida, de Q para Q' ;
- d) o lucro da empresa dona das três outorgas foi superior na Figura 3.1 (b) do que na Figura 3.1 (a), pois as áreas hachuradas em (b) é maior que em (a);
- e) o lucro dos outros geradores aumentou, mesmo eles tendo ofertado o custo marginal na Figura 3.1 (a) e (b).

A presença da empresa com outorga de G_4 , G_{10} e G_{11} é fundamental no mercado para que a demanda das 15 horas seja atendida. Neste caso, tal empresa é denominada de pivotal, ou seja, sua capacidade de produção de energia elétrica é necessária para o atendimento da demanda em determinado período. Quanto maior a demanda, maior a capacidade da empresa exercer o poder de mercado. Nesta situação, a empresa consegue maximizar seu lucro exercendo o poder de mercado.

O uso do poder de mercado altera a demanda de energia elétrica atendida, mas principalmente o preço que a demanda atendida deve pagar pela energia elétrica. O motivo é que, como visto, a demanda de energia elétrica no curto prazo é inelástica.

Fazer uso do poder de mercado não é ilegal. Entretanto, abuso de poder dominante pode ser considerado infração à ordem econômica, desde que produza efeitos anticoncorrenciais. A Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011, que estrutura o sistema brasileiro de defesa da concorrência e dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica, no artigo 36, § 2º, presume

posição dominante sempre que uma empresa ou grupo de empresas for capaz de alterar unilateral ou coordenadamente as condições de mercado ou quando controlar 20% ou mais do mercado (Brasil, 2011).

Regular o poder de mercado e abuso de poder dominante é complexo. A assimetria de informação entre o agente regulado e o Regulador é grande. No exemplo da Figura 3.1 somente o agente regulado possui informação sobre o real estado operativo de suas usinas. É improvável que o Regulador consiga provar que de fato as usinas G_{10} e G_{11} possuíam condições de operar. Ele consegue indícios via monitoramento de mercado, caso a empresa aplique a mesma estratégia comercial por diversas vezes. Porém, os indícios podem não ser suficientes para que a prova seja estabelecida e o Regulador exerça sua função punitiva e aplique penalidades pela ação anticoncorrencial da empresa. Por isso, é fundamental a ação preventiva do Regulador no desenho de mercado para obstar este tipo de ação pelo agente regulado.

O exercício do poder de mercado por parte do agente regulado exige a assunção de alguns riscos. No caso, um risco fácil de verificar está relacionado com a incerteza da demanda. Na Figura 3.1 o preço de mercado foi definido pelo custo marginal de G_{13} . Pode ser observado que somente uma pequena parte de G_{13} foi aceita como oferta pela demanda requerida. Caso a demanda das 15 horas fosse ligeiramente inferior ao constante na Figura 3.1 (b), o preço de mercado seria dado pela usina G_{12} . Entretanto, como pode ser observado na Figura 3.1 (b), mesmo com o preço de mercado dado pelo custo de G_{12} a utilização do poder de mercado traria lucros para a empresa que indisponibilizou as duas usinas para o sistema.

Contudo, a demanda de eletricidade durante o dia pode variar de acordo com a temperatura. Desta forma, ela poderia ser menor do que a exposta na Figura 3.1 (b). Nesta hipótese, não é incomum a estratégia da utilização do poder de mercado ser malsucedida. Para tanto, basta a área hachurada da Figura 3.1 (b) ser menor do que da Figura 3.1 (a).

Portanto, quando a empresa modifica sua oferta com o intuito de modificar o preço do mercado, no exemplo da Figura 3.1 declarando usinas indisponíveis ao sistema, ela toma o risco de produzir menos energia elétrica e, por consequência, vender menos. Mas, se o preço de mercado aumentar a um valor que compensa a ausência de produção, esta estratégia, com seus riscos, se mostra bem-sucedida.

O curioso é que quando uma empresa exerce o poder de mercado, todos os outros geradores se beneficiam. Observe que na Figura 3.1 (b) em que a empresa dona de G_4 , G_{10} e G_{11} exerceu o poder de mercado, todos os outros geradores foram beneficiados com preços de vendas mais altos, mesmo ofertando o custo marginal de operação. Por outro lado, os demandantes, os consumidores de energia elétrica, foram prejudicados.

Por conta deste prejuízo aos consumidores, o Regulador deve atuar para mitigar, e se possível eliminar, atividades ou estratégias empresariais que ferem o ambiente concorrencial. Isso inclui regras que incentivem a atividade concorrencial, ações de monitoramento de mercado, procedimentos de investigação robustos e aplicações de penalidade.

De uma forma geral, o poder de mercado tem mais espaço para ser utilizado em mercados que não promoveram a desverticalização das empresas de forma completa como no Brasil, em que não há obrigação das atividades de geração e

transmissão serem separadas, isto é, uma mesma empresa pode possuir ativos de geração e transmissão.

A título de exemplificação, considere que na Figura 3.1 (a) os geradores G_{10} e G_{11} estão situados em uma região cujo o atendimento à demanda é realizado por meio de uma integração de transmissão. Não há demanda a ser atendida na região onde G_{10} e G_{11} está localizada. Ao contrário da premissa anterior, todas as usinas geradoras da Figura 3.1 (a) estão outorgadas à diferentes empresas. Entretanto, a empresa detentora da usina G_4 também possui a outorga da linha de transmissão que conecta as usinas G_{10} e G_{11} ao centro de demanda. Neste caso, considerando somente as empresas de geração, como cada uma possui uma usina no sistema, nenhuma possui incentivos para exercer poder de mercado. Contudo, considerando o conjunto, geração e transmissão, a empresa detentora de G_4 pode declarar indisponibilidade por manutenção da linha que conecta as usinas G_{10} e G_{11} à demanda, indisponibilizando, por consequência, a geração dessas usinas ao sistema. O efeito prático é o mesmo da Figura 3.1 (b), as usinas G_{10} e G_{11} não ofertam e o preço *spot* sobe, junto com o lucro de G_4 que exerceu poder de mercado, ou abuso de posição dominante.

Tratar o poder de mercado é fundamental para que a essência da concepção de mercados de eletricidade seja alcançada. A modificação de preços do mercado por ação unilateral de uma empresa não promove a eficiência de curto prazo, pois os recursos de oferta disponíveis não são alocados de forma eficiente para atender a demanda. A eficiência alocativa dos recursos não é obtida e no longo prazo a modificação de preços fornece um sinal econômico irreal para a energia elétrica, induzindo eventual interessado em investir na expansão da oferta por meio

de novas usinas a realizar estimativa errônea de receitas ou, ao contrário, a reconhecer a atuação de poder de mercado e evitar investir na expansão.

3.2. CONLUÍO

O exercício do poder de mercado por somente uma única empresa é também denominado de poder de mercado unilateral. Contudo, empresas podem tentar fazer conluio para juntas, por meio de práticas anticompetitivas, exercerem poder de mercado ou posição dominante no mercado.

Em economia, denomina-se conluio ou cartel o acerto entre duas ou mais empresas para exercer em conjunto poder de mercado e determinar preços. Em mercados de eletricidade quando uma empresa não possui condições de exercer o poder de mercado unilateral, ou seja, não é pivotal, ela se une à outras empresas do mercado para juntas, em conluio, modificar os preços da energia elétrica. O objetivo é reduzir a produção de eletricidade em cada usina, com intuito de aumentar o preço de venda, e obterem lucros maiores.

A atuação do conluio pode ser explicitada por meio da ilustração da Figura 3.2. Ela considera as mesmas premissas da Figura 3.1 (a), exceto pelo fato de cada empresa ter a outorga de uma única usina. Por não ser pivotal, nenhuma usina é capaz de exercer poder de mercado. Reduzir ou mesmo indisponibilizar a geração da usina em hipótese alguma trará lucro maior a empresa do que disponibilizar toda sua geração. O lucro das empresas é apresentado por meio da área hachurada.

Entretanto, se unilateralmente não há estratégia que faça que uma empresa isolada altere o preço do mercado e aumente seu lucro, a atuação em conluio pode atingir estes objetivos. A título de exemplo, considere que as empresas que possuem os menores custos marginais, em conluio, decidiram por reduzir em 10%

sua produção de energia elétrica, declarando ao Operador do Sistema restrição de operação por falta de potência ou por indisponibilidade parcial de suas unidades geradoras. Na Figura 3.2 (b) as empresas com outorga das usinas G_1 a G_8 reduziram sua geração disponível em 10%.

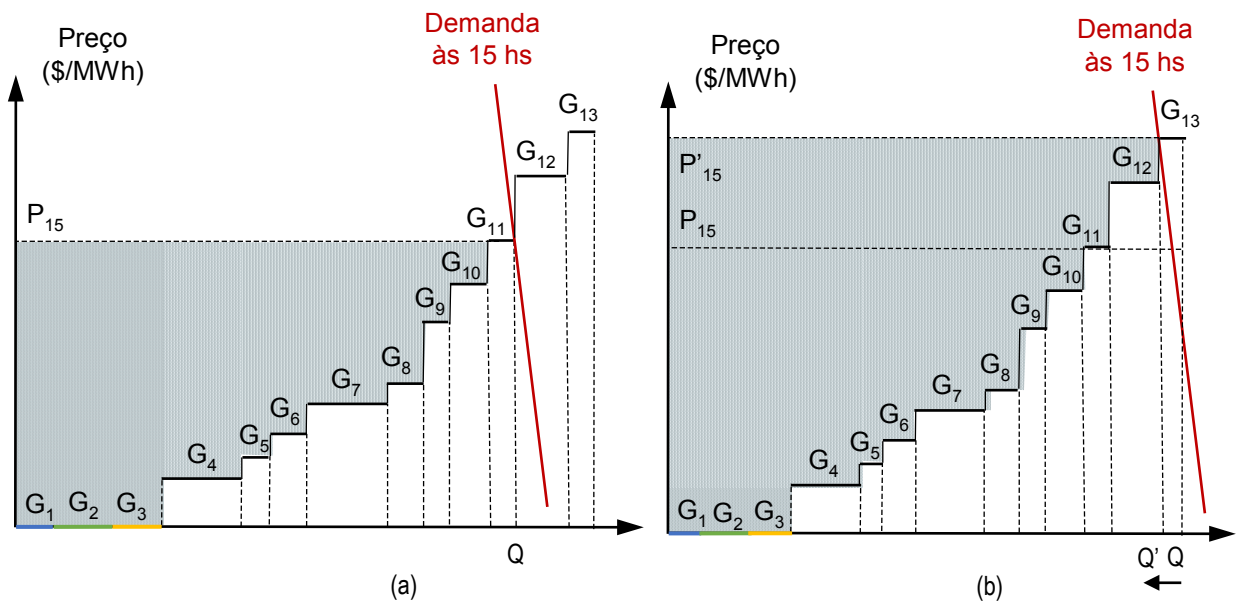


Figura 3.2 Geradores atuando em conluio.

A Figura 3.2 (b) mostra que quando os geradores atuam em conluio todos maximizam seus lucros. As empresas que reduziram a oferta de geração de suas usinas em 10% tiveram o preço de valoração dos outros 90% ofertado com aumento de P_{15} para P'_{15} . Apesar de ilustrativa, a escala da Figura 3.2 (b) mostra que a variação de P_{15} para P'_{15} é maior que os 10% de redução de produção. Na verdade, este aumento de preços é da ordem de 40%.

Portanto, os geradores de G_1 a G_8 , por adotarem estratégia conjunta de conluio têm seus lucros aumentados. Os geradores G_9 a G_{12} , que não atuam em conluio, também têm seus lucros aumentados em razão da estratégia dos outros geradores. Eles possuem um comportamento de *free rider*, ou seja, usufruem de um benefício sem que tenha contribuído. Ao final, quem apresenta prejuízo é o

consumidor que pagaria P_{15} na situação concorrencial esperada no mercado e passa a pagar P'_{15} , ou seja, 40% a mais pela eletricidade por conta de atividade anticompetitiva de um grupo de empresas.

O conluio é uma prática ilegal. Leis antitruste em vários países do mundo proíbe a prática. Empresas não podem se juntar para de forma conjunta alterar preços de mercado e restringir produção.

No Brasil, a Lei nº 12.529/2011, no art. 36, considera infração à ordem econômica atitudes que tenham por objeto limitar ou prejudicar a livre concorrência, ou que promova, obtenha ou influencie a adoção de conduta comercial uniforme ou concertada entre concorrentes (Brasil, 2011).

Entretanto, mesmo apesar de proibido, é possível que empresas cooperem entre si de forma tácita. Como as empresas de geração interagem constantemente no mercado, elas acompanham o comportamento de ofertas uma das outras e vão aprendendo. Por exemplo, um gerador verifica que outro está restringindo a produção na tentativa de aumentar preços. Ele começa a fazer o mesmo. Um terceiro gerador observa o comportamento dos outros dois e “coopera” adotando a mesma estratégia. Este tipo de comportamento é conhecido na literatura antitruste e econômica de “conluio tácito” e também deve ser combatido pelo Regulador.

4. MERCADO DE ELETRICIDADE BRASILEIRO

Mercados de eletricidade estão em constante mutação. Há uma intensa atividade regulatória com modificações de leis, decretos e regras e procedimentos regulatórios.

Adicionalmente, diversas mudanças disruptivas, que alteram o curso padrão de um processo, como a possibilidade do consumidor produzir sua própria energia elétrica e a redução dos custos das tecnologias de armazenamento de energia, estão na pauta de discussão dos diversos desenhos de mercado no mundo.

Portanto, mesmo seguindo os conceitos básicos de desenho de mercado descritos no Capítulo 1.1, os mercados no mundo estão em processo dinâmico de modificação e o mercado brasileiro de eletricidade não foge à esta regra. As seções seguintes introduzem o desenho vigente para o mercado brasileiro de eletricidade necessários para compreensão do aprimoramento regulatório proposto no Capítulo 5.4.

4.1. CONTRATAÇÃO LIVRE E REGULADA

Tal como empregado em outros locais no mundo, o mercado de eletricidade no Brasil é dividido entre atacado e varejo. Pelo lado da oferta podem participar do mercado atacadista todas as fontes e tecnologias de geração, ainda que muito pequenas. Pelo lado da demanda, até 31 de dezembro de 2019 podem participar do mercado atacadista e escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, sem restrição de fonte ou tecnologia, consumidores com demanda igual ou superior a 2.500 kW. A partir de 1º de janeiro de 2020, o requisito de demanda para participar do mercado sem restrição de fonte ou tecnologia para contratação cai para 2.000 kW (MME, 2018).

Consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW também possuem liberdade para escolher com quem contratar o supridor de energia elétrica, porém há restrição quanto a fonte e tecnologia a ser contratada. Caso exerça a opção de escolher seu supridor, este tipo de consumidor, denominado de consumidor especial (Brasil, 2004.a), deve contratar necessariamente com hidrelétricas com potência instalada de até 50.000 kW, usinas solares, eólicas e termelétricas que utilizam biomassa, no último caso desde que a potência máxima injetada no sistema elétrico seja menor que 50.000 kW (Brasil, 1996). A eletricidade produzida pelas usinas que podem ofertar energia para os consumidores especiais recebe a denominação de geração incentivada.

A contratação no varejo é realizada pelas distribuidoras de energia elétrica que possuem a concessão do serviço no local onde o consumidor está conectado ao sistema elétrico. Elas declaram suas demandas em nome dos consumidores conectados e um leilão de compra de energia, com um contrato regulado padrão vinculado ao edital, é realizado pelo órgão regulador para comprar a energia demandada.

Desta forma, no Brasil, o mercado é dividido entre o mercado livre, onde os contratos de compra e venda de energia elétrica podem ser livremente pactuados, com prazos, riscos, montante de energia e preços definidos entre as partes, e o mercado cativo, em que as concessionárias de distribuição assinam um contrato regulado com o supridor de energia elétrica, vencedor da licitação centralizada, em nome de seus consumidores varejistas (Brasil, 2004b).

A Figura 4.1 apresenta uma síntese da arquitetura legal para comercializar energia elétrica no Brasil a partir de 1º de janeiro de 2020. Nesta figura é possível

observar que o comercializador de energia e o gerador incentivado, denominado de Gerador i , podem negociar energia elétrica com todos os participantes do mercado. O Gerador, exceto o incentivado, pode vender sua produção para as distribuidoras no ambiente regulado, comercializadores e consumidores com demanda maior ou superior a 2 MW. Consumidor com demanda maior ou igual a 2 MW não possui restrições para escolher seu supridor. Finalmente, o consumidor especial, com demanda entre 500 kW e 2 MW, somente podem comprar de Geradores i ou de comercializadores, desde que estes últimos possuam contratos cuja a origem ou lastro esteja vinculado a produção de energia elétrica de Geradores i .

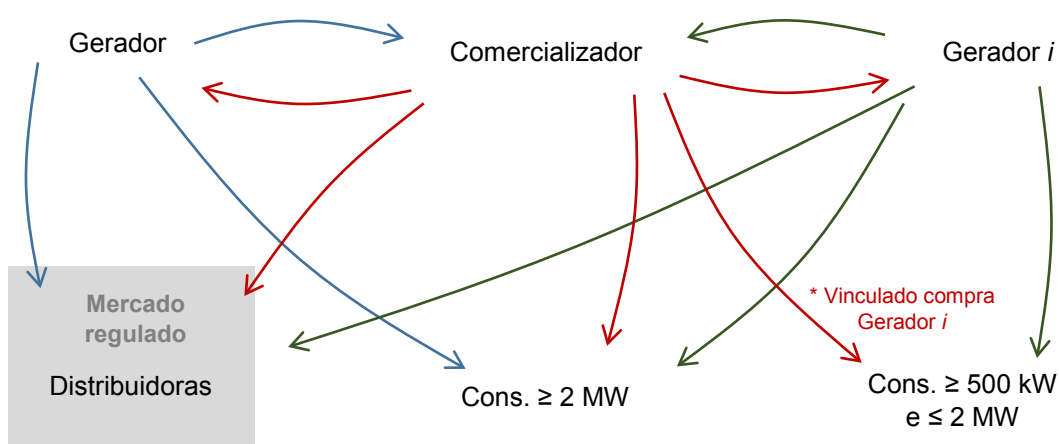


Figura 4.1. Síntese da arquitetura legal para comercialização de energia elétrica.

Tanto o consumidor livre quanto as distribuidoras devem ter todo o consumo suportado por contratos bilaterais. Na hipótese da ausência de contratação para atendimento da totalidade de seu consumo, ou seja, na ausência de lastro contratual para a eletricidade consumida, há aplicação de penalidade pecuniária ao consumidor ou distribuidora (Brasil, 2004.a).

A penalidade por falta de lastro é aplicada considerando o ano civil para as distribuidoras e a média móvel de doze meses para os consumidores livres. Nesta

janela, ano civil ou doze meses móveis, distribuidoras e consumidores livres devem ter lastro contratual para honrar seus consumos de eletricidade. Em hipótese contrária, a penalidade por falta de lastro deve ser aplicada.

Portanto, a regra de verificação de lastro compara o requisito de consumo nos últimos doze meses ou ano civil, conforme o caso, e compara com os recursos da demanda, isto é, a quantidade de energia contratada por meio de contratos bilaterais. Em doze meses, a demanda deve ter recurso suficiente para atender seu requisito de energia elétrica.

Entretanto, em um mês, semana ou hora, ou seja, quando se diminui a granularidade temporal, não há necessidade para a demanda estar totalmente lastreada em contratos de energia. Em outras palavras, desde que cumprida a janela de doze meses com contratos, a insuficiência de contratos em alguns períodos durante a janela pode ser compensada com contratos em excesso em outros períodos da janela.

A insuficiência de contratos ou seu excesso nesses períodos são liquidados no mercado de curto prazo ao preço *spot*. Ou seja, nas hipóteses em que o consumidor livre ou distribuidora demanda mais energia do que possui de contratos em um período, eles devem buscar a diferença ao valor do preço *spot* no momento em que tal diferença ocorre. De outro modo, nos momentos em que possui mais contratos do que demanda, eles vendem esta diferença ao valor do preço *spot* do momento em que a diferença foi verificada.

4.2. MERCADO DE CURTO PRAZO

Considerando a necessidade da demanda estar sempre contratada, ou seja, ter lastro de energia para seu suprimento, o mercado de curto prazo no Brasil foi

desenhado na sua origem somente para liquidar as diferenças entre o montante de energia contratado e o consumo de energia verificado. Por este motivo, o preço *spot* no Brasil é denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O mercado brasileiro adota o regime de despacho pelo custo. Portanto, o preço *spot* é resultado da otimização dos recursos eletroenergéticos realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada. Conforme visto no Capítulo 2.2, por conta do Brasil possuir reservatórios de acumulação em muitas hidrelétricas, o ONS otimiza o uso dos recursos tendo como função objetivo a minimização do custo total de operação, resultado da soma do custo presente e futuro para atendimento da demanda.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), também pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, regulada e fiscalizada, reprocessa os modelos de otimização utilizados pelo ONS para a programação eletroenergética retirando as restrições de transmissão internas aos submercados. O PLD é resultado deste reprocessamento e é limitado por um piso e teto definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituição responsável por regular e fiscalizar o mercado de eletricidade no Brasil.

O PLD é calculado pela CCEE com vigência de uma semana, em três patamares de carga, leve, média e pesada, e para cada submercado. Portanto, para cada semana, há três valores de PLD para cada um dos quatro submercados existentes: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e Sul.

A partir de 1º de janeiro de 2021, seguindo as disposições da Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019 (MME, 2019), a CCEE passará a calcular diariamente o

PLD em base horária para cada submercado. Portanto, para cada dia haverá vinte e quatro valores de PLD por submercado.

4.3. PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

O processo de cálculo do PLD inicia-se no Programa Mensal de Operação (PMO), elaborado mensalmente pelo ONS sempre na última semana anterior ao início do mês em que a operação será realizada. No PMO, o ONS atualiza a base de dados e apresenta aos agentes econômicos as principais premissas que serão utilizadas na minimização do custo total de operação em um horizonte de até cinco anos. A elaboração do PMO é transmitida por meio da rede mundial de computadores e os agentes econômicos possuem liberdade para se manifestar sobre os dados e premissas.

O PMO é revisado semanalmente, toda sexta-feira, para o início da semana seguinte que começa a zero hora de sábado e termina as 24 horas de sexta-feira. No jargão do setor elétrico este período é denominado de semana operativa. Nesta revisão, o ONS atualiza e incorpora novas informações e dados de curto prazo.

Em cada dia da semana operativa o ONS realiza a programação diária da operação energética. É o final da cadeia de planejamento e programação da operação. Na programação diária é determinado os recursos de oferta necessários para atendimento a demanda projetada para cada hora do dia seguinte.

A operação em tempo real do ONS segue as diretrizes da programação diária. Neste processo, pode haver desvios naturais entre a programação diária e a operação em tempo real, como demanda levemente diferente do projetado, e contingências inesperadas, como a saída intempestiva por quebra de um grande gerador ou de uma importante interconexão de transmissão. Entretanto, desvios

entre o programado no dia e o verificado em tempo real, independentemente do tamanho e motivo, não são precificados. No mercado brasileiro não há preços *spots* para a energia em tempo real. O preço *spot* é o PLD que é calculado com base nos valores programados. Os detalhes desta diferença são explorados mais adiante no Capítulo 5.2.

Nas hipóteses em que o ONS tem que acrescentar recurso de oferta de custo marginal mais elevado que o PLD para atender a demanda em tempo real por conta de desvio da programação diária, tal recurso é pago por meio de encargo setorial, denominado de Encargo de Serviços do Sistema.

O processo completo do PMO à operação em tempo real exige uma série de regras, atribuição de responsabilidades, prazos, modelos computacionais e resultados. O ONS é o responsável pelas informações e dados utilizados. Agentes econômicos tem o dever de fornecer corretamente os dados requeridos no conjunto de regras de operação e o direito de questionar premissas, informações e dados utilizados pelo ONS, que deve se manifestar sobre eles.

Para realizar a otimização dos recursos energéticos visando a minimização do custo de operação, o ONS, no processo do PMO, faz uso de uma cadeia de modelos de otimização desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL.

O primeiro modelo da cadeia, denominado NEWAVE, é utilizado somente no dia do PMO, utiliza uma representação simplificada do sistema, tem horizonte de até cinco anos com discretização mensal de dados de entrada e resultados. O segundo, de nome DECOMP, é utilizado no PMO e em todas as suas revisões, possui horizonte de até dois meses, representação mais complexa do sistema elétrico,

utiliza como dados, dentre outros, os resultados do custo da operação no futuro calculado pelo NEWAVE e os dados e resultados no primeiro mês possuem discretização semanal. O último, o DESSEM, é processado todos os dias, utiliza os dados resultados do DECOMP com a informação sobre as funções de custo da operação futura, possui representação detalhada dos aspectos do sistema relacionados à operação em curto-prazo e dados e resultados discretizados em períodos de 30 minutos e uma hora.



Figura 4.26. Esquemático dos modelos utilizados no PMO.

Um conjunto muito grande de dados é utilizado para a execução de todo este procedimento e por este motivo o processo é totalmente auditado. Sem ser exaustivo, o ONS deve utilizar dados atualizados de armazenamento de cada reservatório, cronograma de manutenção das usinas, previsão de vazões, previsão de demanda, expansão da oferta, limites elétricos de transmissão, custos de operação de usinas termelétricas, restrições hidrológicas, previsão de ventos, perdas elétricas e volume de espera nos reservatórios. Para obtenção de muitos

desses dados, outros modelos computacionais periféricos precisam ser utilizados, por exemplo, para conseguir as previsões de vazões, demanda e ventos.

Os resultados do PMO são: as metas de geração das usinas despachadas centralizadamente, volume armazenado nos reservatórios ao final do período, intercâmbio entre submercados e o custo marginal de operação, valor abaixo do qual todos os recursos energéticos com custos inferiores são acionados.

A CCEE reproduz a execução dos três modelos de otimização utilizados pelo ONS, mas subtraí dos modelos eventuais restrições elétricas internas aos submercados para que possa haver um só preço para cada submercado.

Conforme as disposições da Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019 (MME, 2019), a partir de 1º de janeiro de 2021 a CCEE passará a calcular diariamente o PLD em base horária para cada submercado. Portanto, a partir de 1º de janeiro de 2021 o resultado do modelo DESSEM fornecerá o custo marginal de operação do sistema para cada hora, que será utilizado como valor do preço do mercado de curto prazo, ou seja, o PLD. Até esta data, o PLD será determinado pelo custo marginal de operação do sistema semanal resultado do modelo DECOMP para cada patamar de carga (leve, médio e pesado).

5. LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

A análise concorrencial e a eventual falha de mercado que possa permitir ou incentivar que agentes econômicos utilizem o poder de mercado, ou mesmo conluio tácito, é realizada por meio da comparação do principal sistema de liquidação de energia elétrica utilizado nos mercados mais desenvolvidos no mundo e o sistema de liquidação da energia elétrica no Brasil.

A maioria dos mercados de eletricidade no mundo utiliza um sistema de liquidação da energia elétrica denominado sistema de multi-liquidação, *multi-settlement system*, com destaque para o sistema duplo de liquidação, *two-settlement system*.

Pesquisas em sistemas duplos de liquidação vem sendo conduzida há várias décadas com adoção de abordagem analítica e computacional (ALLAZ; VILA, 1993), (KAMAT; OREN, 2004) e (YAO, ADLER; OREN, 2007). Em síntese, os estudos conduzidos até o momento mostram que a dupla liquidação da eletricidade promove redução dos preços *spots* e aumento do bem-estar social.

O mercado de eletricidade brasileiro, por sua vez, optou por adotar outra abordagem para a liquidação de energia elétrica. Trata-se de um sistema de liquidação, possivelmente único no mundo, que não encontra amparo na literatura.

A Seção 5.1 deste Capítulo descreve o funcionamento do sistema duplo de liquidação. A Seção 5.2 apresenta o sistema de liquidação empregado no mercado brasileiro. A Seção 5.3 mostra a comparação numérica entre os dois sistemas. A Seção 5.4 expõe a sugestão regulatória desta monografia: a proposição para implementar o sistema duplo de liquidação no Brasil.

5.1. SISTEMA DUPLO DE LIQUIDAÇÃO

O preço *spot* para a energia elétrica é definido no cruzamento das curvas de oferta e demanda, conforme ilustrado na Figura 2.1. Curva de oferta e demanda. Contudo, este preço *spot* pode ser definido na etapa de programação da operação, um dia antes da operação efetiva do sistema elétrico, ou no tempo real, com base nos valores efetivamente produzidos e demandados de energia elétrica.

Quando o preço *spot* é definido na etapa de programação, a oferta e demanda de energia elétrica definido para determinado horário é a melhor aproximação existente naquele momento da oferta e demanda que deve ocorrer no tempo real. Portanto, como a programação é realizada de forma antecipada à operação das usinas e antes da demanda efetivamente ser realizada, as curvas de oferta e demanda, e por consequência o preço *spot* da etapa de programação, é uma aproximação da produção, demanda e preço da eletricidade que efetivamente ocorrerá. Por isso, tais ofertas são consideradas como etapa de programação da operação. Se quando o sistema for operado, no tempo real, as curvas de produção dos geradores e a demanda for exatamente como o ofertado na etapa de programação, o preço no tempo real também será igual ao da etapa de programação.

O sistema duplo de liquidação considera a liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo em duas etapas: a primeira na etapa de programação e a segunda na etapa de operação em tempo real.

Wolak (2019, p. 36) apresenta o funcionamento do sistema duplo de liquidação do seguinte modo. No dia anterior à operação geradores e demandantes ofertam seus lances de forma horária, ou cada trinta minutos a depender do

mercado, para a programação da operação do dia seguinte. Esta primeira etapa é denominada de mercado do dia seguinte (*day-ahead market*). Há um preço da energia elétrica para cada hora, ou trinta minutos, que os geradores e demandantes que tiveram suas ofertas aceitas liquidarão sua energia.

A segunda etapa é denominada de mercado de tempo real (*real-time market*). Esta etapa é realizada para ajustar a programação realizada no dia anterior para as condições reais de operação do sistema. Variações de demanda e ofertas são ajustadas nesta etapa. Há um preço para a energia fornecida em tempo real que, em tese, deve ser muito próximo do preço do mercado do dia seguinte, já que no tempo real espera-se somente um ajuste desta programação. Entretanto, perturbações de grande porte entre a programação e a operação em tempo real, como a saída forçada de uma grande unidade geradora ou de uma importante interligação, pode fazer com que os preços da etapa de programação, o mercado do dia seguinte, se afaste do preço da etapa de operação, o mercado de tempo real.

Uma vez que um gerador teve a oferta aceita no mercado do dia seguinte, qualquer impossibilidade de honrar esta oferta deve ser compensada com a energia comprada no mercado de tempo real. Do mesmo modo, qualquer geração a maior no tempo real que àquela ofertada no dia anterior é liquidada ao preço mercado de tempo real. A mesma lógica se aplica para a variação da demanda.

Em termos matemáticos o recebimento do gerador e o pagamento da demanda pela atuação no mercado em cada horário no sistema duplo de liquidação estão expressos nas Eqs. 5.1 e 5.2.

$$\text{Recebimento} = \text{Oferta}_{EP} \times \text{Preço}_{EP} + (\text{Produção}_{TR} - \text{Oferta}_{EP}) \times \text{Preço}_{TR} \quad \text{Eq. 5.1}$$

$$\text{Pagamento} = \text{Demanda}_{EP} \times \text{Preço}_{EP} + (\text{Consumo}_{TR} - \text{Demanda}_{EP}) \times \text{Preço}_{TR} \quad \text{Eq. 5.2}$$

Onde:

Oferta_{EP}: quantidade de energia elétrica ofertada na etapa de programação;

Preço_{EP}: preço da energia elétrica na etapa de programação;

Produção_{TR}: geração de energia elétrica em tempo real;

Preço_{TR}: preço da energia elétrica em tempo real;

Demanda_{EP}: demanda de energia elétrica ofertada na etapa de programação;

Consumo_{TR}: consumo de energia elétrica em tempo real.

Portanto, em síntese, o sistema duplo de liquidação consiste de um mercado para o dia seguinte e outro para o tempo real, cada um produzindo seus próprios efeitos financeiros, isto é, os pagamentos e recebimentos de oferta e demanda ocorrem em ambos mercados. A etapa do dia seguinte realiza a programação da produção e consumo antes da operação e a etapa do tempo real reconcilia qualquer diferença entre os valores programados no dia anterior e os efetivados em tempo real, observando os critérios de confiabilidade de operação (VEIT et al., 2006, p. 83).

No sistema duplo de liquidação o mercado do dia seguinte é utilizado para a programação de curto prazo do sistema, visando a eficiência de curto prazo na alocação dos recursos de oferta disponíveis, e o mercado em tempo real utilizado com visão de provimento de confiabilidade, endereçando os dois objetivos conflitantes de desenho de mercado descritos no Capítulo 1, confiabilidade no suprimento e preços baixos.

A Figura 5.1 ilustra de forma didática o funcionamento do sistema duplo de liquidação. Por simplicidade, ela não considera eventuais restrições de transmissão e perdas elétricas, a demanda é considerada completamente inelástica e os preços da energia elétrica estão situados entre o limite teto e mínimo fixados pelo

Regulador. Ademais, considera a regra de programação da operação e valoração da energia elétrica de forma horária calculada no dia anterior à operação que passará a ter vigência no mercado brasileiro a partir de 1º de janeiro de 2021. Entretanto, o raciocínio empregado na análise das figuras também é válido para a programação semanal vigente até 31 de dezembro de 2020, tendo que somente modificar a granularidade da programação da operação, de diária/horária para semana/patamar.

A Figura 5.1 (a) apresenta a programação da operação realizada no dia anterior à operação para determinada hora para um submercado no Brasil. Por simplicidade, considera-se que o CMO resultante do modelo DESSEM é igual ao PLD para um mesmo período, na ilustração da Figura 5.1 (a) denominada de P_{EP} .

A Figura 5.1 (b) mostra que na operação em tempo real uma usina de fonte renovável, G_3 , produziu mais do que a previsão do dia anterior para o horário e a usina termelétrica G_6 , que estava em manutenção, retornou antes do período programado e também produziu energia elétrica em tempo real. O preço do tempo real (P_{TR}) é dado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda da Figura 5.1 (b).

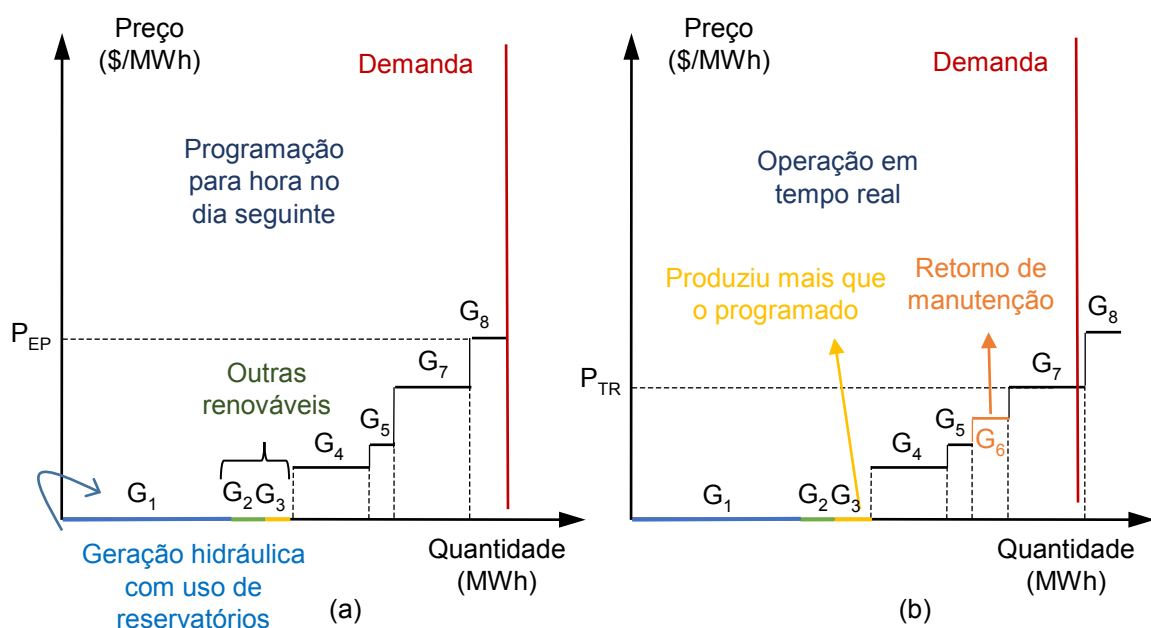


Figura 5.1. Sistema duplo de liquidação.

No sistema duplo de liquidação os geradores que produzem exatamente sua oferta da etapa de programação no tempo real recebem o valor dado por $\text{Oferta}_{EP} \times \text{Preço}_{EP}$, de acordo com a Eq. 5.1. Este é o caso da geração hidráulica G_1 , da fonte renovável G_2 e das usinas termelétricas G_4 e G_5 . No sistema duplo de liquidação, a receita do gerador será igual à sua declaração de disponibilidade para o Operador do Sistema multiplicada pelo preço da etapa de programação sempre que sua produção em tempo real for igual a sua oferta.

O mesmo raciocínio pode ser realizado para a demanda que é igual nas duas etapas. Empregando a Eq. 5.2 é possível verificar que o pagamento da demanda na Figura 5.1 é o montante de energia elétrica declarado na etapa de programação multiplicado pelo preço da etapa de programação.

Portanto, quando geradores e demanda produzem/consomem em tempo real exatamente o que declaram ao Operador do Sistema na etapa de programação, o preço da operação em tempo real não faz diferença para eles. Eles sempre receberão/pagarão o preço da energia elétrica resultante da etapa de programação.

Isso estimula geradores e demandantes a fornecer suas melhores previsão de produção/consumo no horário do dia seguinte para a operação em tempo real. Eles não dependerão do preço no tempo real se predizerem exatamente sua produção/consumo. Como consequência, o Operador do Sistema terá as melhores informações disponíveis no horário do dia seguinte para a operação em tempo real. O desvio entre os dados de oferta e consumo da etapa de programação para a etapa de operação tende a ficar muito pequeno.

5.2. SISTEMA DE LIQUIDAÇÃO NO BRASIL

O mercado no Brasil adota o sistema único e um mecanismo híbrido para a liquidação da eletricidade. A precificação da eletricidade a ser liquidada é realizada na etapa de programação da operação, porém a quantidade de energia elétrica a ser liquidada é a produzida na etapa em tempo real. Em outras palavras liquida-se o mercado pela energia produzida, porém com o preço resultado da otimização do sistema realizada na etapa de programação da operação.

Em termos matemáticos, o pagamento pela demanda e o recebimento do gerador no sistema de liquidação brasileiro é calculado pelas equações a seguir:

$$\text{Pagamento} = \text{Demanda}_{\text{TR}} \times \text{Preço}_{\text{EP}}; \quad \text{Eq. 5.3}$$

$$\text{Recebimento} = \text{Produção}_{\text{TR}} \times \text{Preço}_{\text{EP}}. \quad \text{Eq. 5.4}$$

As Eqs. 5.3 e 5.4 é mostram que o sistema brasileiro de liquidação possui uma importante distorção econômica: a oferta e a demanda são liquidadas à um preço de mercado que não corresponde ao valor real da eletricidade no período. A Figura 5.2 ilustra de forma didática como isto ocorre.

A Figura 5.2 apresenta a mesma programação horária para o dia seguinte constante na Figura 5.1 (a) e a mesma produção e operação em tempo real da Figura 5.1 (b). A única diferença entre as Figura 5.1 e Figura 5.2 é que a produção no tempo real na Figura 5.1 (b) é liquidada pelo preço *spot* do tempo real, P_{TR} , e Figura 5.2 (b) pelo preço da programação, o P_{EP} . Portanto, no tempo real, no sistema duplo a energia elétrica é liquidada ao valor P_{TR} e no sistema brasileiro ao valor de P_{EP} .

Assim, a Figura 5.2 (b) mostra um evidente erro econômico no tipo de liquidação adotado para o mercado brasileiro: o preço da energia elétrica no tempo

real não é fornecido pela interseção das curvas de oferta e demanda. A energia elétrica no tempo real é liquidada por P_{EP} e não por P_{TR} , que correspondente a tal interseção.

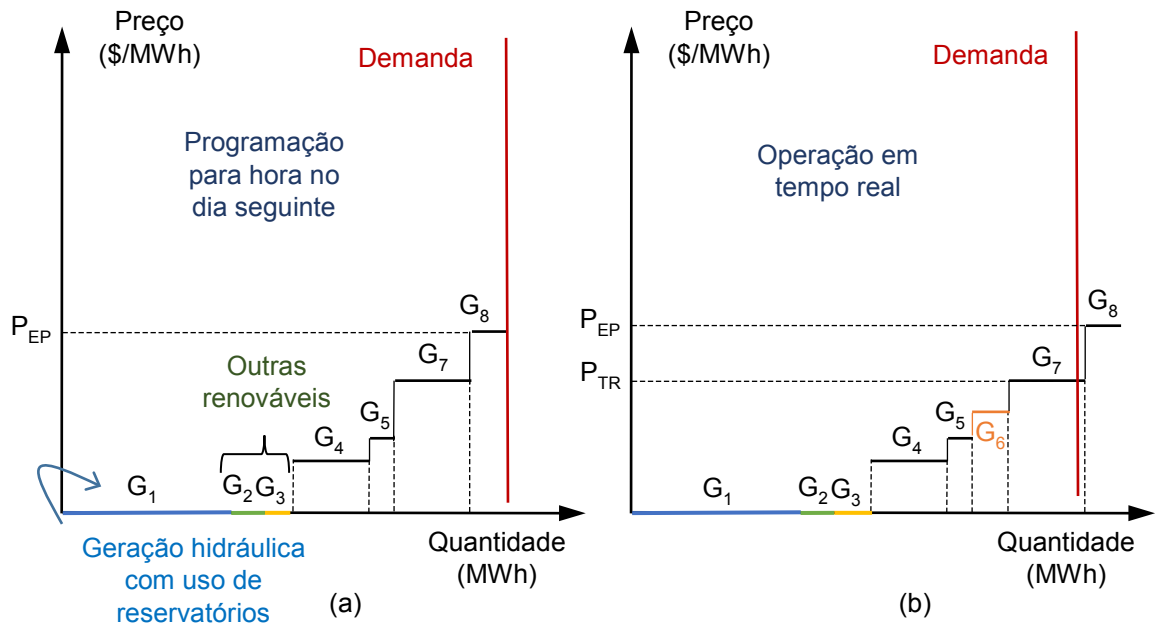


Figura 5.2. Sistema de liquidação brasileiro.

Em verdade, o preço do tempo real P_{TR} não possui utilidade no procedimento de liquidação adotado no Brasil, por isso ele sequer é calculado. Toda produção e consumo do tempo real é liquidada pelo preço da programação P_{EP} , que oficialmente é o denominado PLD.

5.3. COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS DE LIQUIDAÇÃO

A título de exercício, para facilitar a comparação do sistema duplo de liquidação com o sistema de liquidação brasileiro insere-se nesta seção números às ilustrações das Figuras 5.1 e 5.2.

Considere para as Figuras 5.1 e 5.2 que o preço da energia elétrica é dado por $P_{EP} = R\$ 140,00/\text{MWh}$ e $P_{TR} = R\$ 100,00/\text{MWh}$ e a oferta para a programação do

dia seguinte para determinada hora e a produção em tempo real de cada usina na referida hora com os valores dispostos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Oferta e produção correspondentes as Figuras 5.1 e 5.2.

	Oferta _{EP}	Produção _{TR}
G ₁	220	220
G ₂	45	45
G ₃	35	42
G ₄	100	100
G ₅	30	30
G ₆	0	40
G ₇	100	98
G ₈	45	0
total	575	575

Como não há variação entre os valores de demanda programado e verificado em tempo real nas Figuras 5.1 e 5.2, os pagamentos realizados pela demanda, empregando as Eqs. 5.2 e 5.3, é o mesmo para os dois sistemas de liquidação e corresponde ao valor de R\$ 80.500,00.

Tabela 5.2. Receitas nos sistemas de liquidação [R\$].

	Sistema duplo			Sistema brasileiro
	programação	tempo real	total	total
G ₁	30.800	-	30.800	30.800
G ₂	6.300	-	6.300	6.300
G ₃	4.900	700	5.600	5.880
G ₄	14.000	-	14.000	14.000
G ₅	4.200	-	4.200	4.200
G ₆	-	4.000	4.000	5.600
G ₇	14.400	- 200	13.800	13.720
G ₈	6.300	- 4.500	1.800	-
total			80.500	80.500

A receita de cada gerador para o sistema duplo de liquidação, calculada de acordo com a Eq. 5.1, e a receita de cada gerador para o sistema de liquidação no Brasil, calculada utilizando a Eq. 5.4, está computada na Tabela 5.2. O total de receitas nos dois sistemas de liquidação deve ser igual ao total de pagamento realizado pela demanda: R\$ 80.500,00.

A comparação dos valores da Tabela 5.2 mostra que os geradores que produziram no tempo real a oferta declarada na etapa de programação (G_1 , G_2 , G_4 e G_5) recebem os mesmos valores nos dois sistemas de liquidações, o duplo e o brasileiro.

As duas usinas que erraram sua previsão de produção na fase de programação de operação, G_3 e G_6 , receberam mais recursos econômicos no sistema brasileiro de liquidação do que no sistema duplo. Finalmente, os geradores que foram deslocados na operação em tempo real por conta da geração de usinas com custo menores que o deles, caso de G_7 e G_8 , receberam menos recursos no sistema de liquidação brasileiro do que no duplo de liquidação.

É interessante focar na estratégia das usinas que erraram sua previsão, G_3 e G_6 . Como no sistema brasileiro de liquidação a valoração da energia elétrica no tempo real ocorre sempre pelo preço da programação da operação do dia anterior, não há qualquer incentivo econômico para que as usinas declarem de forma correta sua disponibilidade para operação na etapa de programação. Pelo contrário, pela racionalidade econômica o incentivo que os geradores possuem é de restringir oferta na etapa de programação para que o preço aumente e produzir no tempo real a oferta que havia restringido. Desta forma, é possível liquidar a produção de energia

elétrica do tempo real no preço da etapa da programação que ele mesmo trabalhou para aumentar.

Em teoria, no sistema de liquidação brasileiro o único incentivo existente para a usina acertar sua previsão é a possibilidade de ser penalizada pelo Regulador por conta do erro. Mas mesmo neste caso, o Regulador teria dificuldade de comprovar se o erro foi deliberado ou apenas variação de produção dentro da incerteza natural existente no processo.

5.4. APRIMORAMENTO REGULATÓRIO

A Tabela 5.2 mostra que a receita de G_6 que declarou sua geração indisponível na etapa de programação e depois produziu energia elétrica no tempo real foi de R\$ 4.000,00 no sistema duplo de contabilização e de R\$ 5.600,00 no sistema brasileiro.

Na hipótese de G_6 ter declarado a real disponibilidade na etapa de programação seu recebimento no sistema de duplo seria de R\$ 5.600,00, maior que os R\$ 4.000,00 recebidos, e no sistema brasileiro não mudaria, continuaria R\$ 5.600,00. Portanto, no sistema duplo de liquidação há incentivos econômicos para G_6 declarar sua real disponibilidade, hipótese que não ocorre no sistema de liquidação brasileiro. Raciocínio idêntico ao realizado para a usina G_6 pode ser empregado para a G_3 que também errou sua previsão de geração.

No Brasil, não é o detentor da fonte renovável que estima sua produção na etapa de programação. Ela é realizada pelo ONS seguindo as diretrizes dos arts. 13 a 16 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 (ANEEL, 2019.b) que, de forma resumida, estima a geração das fontes renováveis com base na média de produção dos últimos cinco anos. Trata-se, portanto, de um método heurístico que

tenta estimar a melhor produção das fontes renováveis com base nos valores históricos.

Da mesma forma, não é o agente de consumo, mas sim o ONS quem realiza a previsão da demanda na etapa de programação do sistema seguindo as regras fixadas nos Submódulos 5.4 (ONS, 2019) e 5.6 (ONS, 2018) dos Procedimentos de Rede.

Entretanto, para as fontes despachadas centralizadamente, o detentor da outorga é o responsável por declarar a disponibilidade da usina na etapa de programação para o ONS. Neste caso, a depender do tamanho da usina ou da quantidade de usinas que o outorgado possui frente ao tamanho do mercado, há possibilidade do exercício unilateral de poder mercado.

Para demonstrar a afirmação supra, na Figura 5.3 considere o agente de mercado que detém a outorga de G_7 . Para a programação do dia seguinte, para determinado horário, este agente declara que a usina G_7 está indisponível para manutenção (Figura 5.3 (a)). Porém, pouco antes da operação em tempo real este agente de mercado informa ao ONS que G_7 está disponível para operar e a usina produz eletricidade em tempo real (Figura 5.3 (b)). Considere que todas as outras usinas produziram no tempo real sua declaração na etapa da programação, exceto as usinas G_8 e G_9 que foram deslocadas em tempo real pela produção de G_7 .

Na Figura 5.3 é possível constatar que o agente de mercado que possui a outorga de G_7 exerceu poder de mercado, utilizando-se de estratégia para unilateralmente alterar o preço do mercado para aumentar seus lucros. Como a liquidação no mercado brasileiro é realizada com o preço da programação da operação, ele escondeu sua oferta para artificialmente aumentar o preço da

eletricidade. Na operação em tempo real operou sua usina e liquidou sua produção de energia elétrica ao preço artificialmente alto da etapa da programação por conta do uso do poder de mercado.

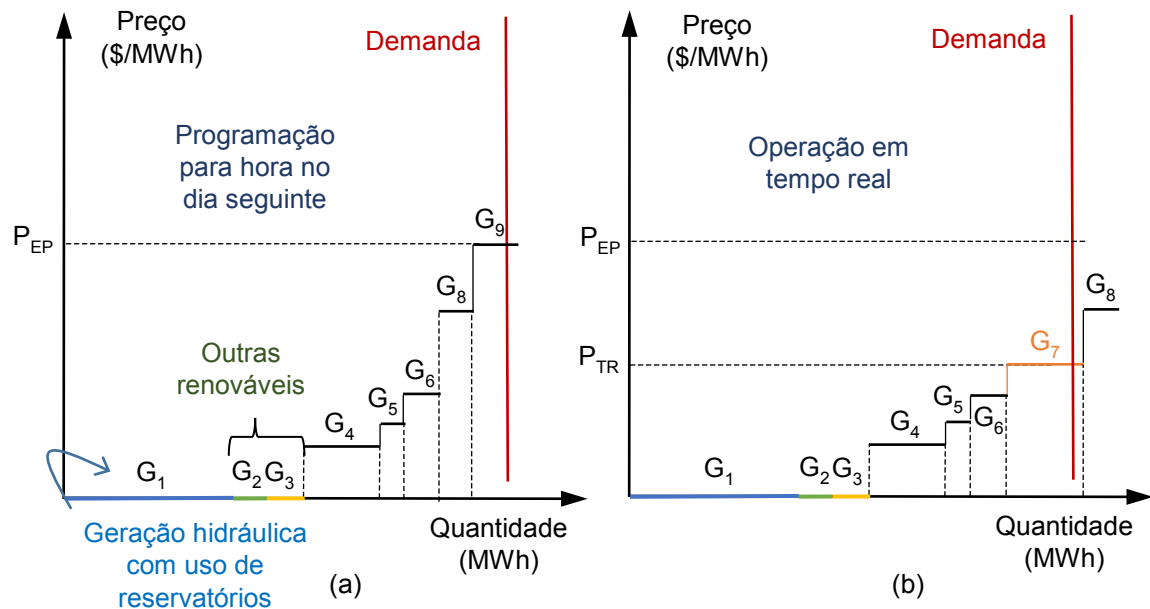


Figura 5.3. Poder de mercado no mercado brasileiro.

A estratégia de G_7 foge do princípio concebido para a criação de mercados de eletricidade, pois não permite o alcance da eficiência de curto prazo: os recursos disponíveis não são alocados e precificados seguindo a ordem de mérito de custo econômico.

Como apresentado no Capítulo 2, a eletricidade pode ter diferente valor ao longo do tempo, variando de forma diária, horária, mensal e anual. Seguindo esta lógica, a produção e demanda de eletricidade na Figura 5.3 (b) economicamente deveria ser valorada à P_{TR} e não à P_{EP} como ocorre no sistema de liquidação brasileiro.

A ausência de uma valoração correta da eletricidade traz como consequência, além da abertura para o exercício de poder de mercado como

verificado na Figura 5.3, uma série de efeitos colaterais. Por exemplo, admita na Figura 5.3 P_{EP} igual a R\$ 200,00/MWh, P_{TR} igual a R\$ 100,00/MWh e que a demanda no tempo real foi 1 MWh maior do que o previsto pelo ONS no dia anterior para este horário. Esta demanda a maior deveria pagar $1 \times 100 = \text{R\$ } 100,00$ pela lógica de mercado, sendo valorada a P_{TR} . Entretanto, pagará R\$ 200,00, pois é valorada a P_{EP} . Porém, P_{EP} não corresponde ao real valor da eletricidade no momento deste consumo incremental de 1 MWh.

Da mesma forma, considerando que G_7 produziu 98 MWh de eletricidade no tempo real, sua receita no sistema de liquidação brasileiro é de $98 \times 200 = \text{R\$ } 19.600,00$. Caso fosse adotado o sistema duplo de liquidação sua receita seria de $98 \times 100 = \text{R\$ } 9.800,00$. O uso do poder de mercado por G_7 , combinado com o sistema de liquidação em vigor, permitiu um aumento do preço da eletricidade e da receita de G_7 em 100% neste exemplo.

A alteração artificial de preços de mercado poderia ser potencializada caso o outorgado de G_7 possuísse outorga de mais outra usina do sistema, ou que, em conluio tácito ou não, outros geradores começassem a seguir a estratégia de G_7 , dissimulando a real condição de suas usinas visando lucros extraordinários.

Desta forma, uma vez demonstrado que o sistema de liquidação brasileiro agride a lógica econômica na valoração da energia elétrica e potencializa o uso de poder de mercado por agentes econômicos, propõe-se como aprimoramento regulatório a utilização do sistema duplo de liquidação para liquidar a eletricidade no mercado de curto prazo no Brasil.

Como demonstrado, a adoção desta sistemática permite a valoração mais acurada da energia elétrica e a mitiga a possibilidade do uso de poder de mercado por parte dos agentes econômicos.

Os casos-exemplos utilizados nesta monografia utilizam dados de curva de oferta e demanda fictícios para a demonstração da tese. Todavia, a abstração realizada para fins didáticos encontra respaldo na realidade da programação da operação, operação em tempo real e valoração da energia elétrica no mercado brasileiro.

Em Godoi (2019) o presidente do Conselho de Administração da CCEE corrobora com a tese da monografia ao informar que a instituição tem identificado mudanças na declaração das usinas termelétricas para o ONS entre a etapa de programação e a operação em tempo real. Apesar de reconhecer que não está claro se tais mudanças adotadas pelos geradores estão sendo realizadas para elevar artificialmente o preço de mercado, o fato é que a CCEE identificou algumas ações neste sentido. Neste caso, não pode ser descartada a hipótese de uso de poder de mercado unilateral ou mesmo conluio tácito entre os participantes do mercado.

Também a PSR (2019), em contribuição à Audiência Pública nº 022/2019 realizada pela ANEEL para discutir os limites superiores e inferiores do PLD, chamou a atenção que o procedimento de liquidação adotado no Brasil introduz uma série de distorções e que o sistema duplo de liquidação deveria ser implementado no Brasil.

De fato, ainda no ano 2000 quando a ANEEL discutia na Audiência Pública 02/2000 como o Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da CCEE,¹ deveria tratar a formação de preços no Brasil, havia a previsão que estímulos e penalidades deveriam estabelecidos, de modo a minimizar as redeclarações de disponibilidade, as alterações nas previsões de carga e as mudanças nas propostas de redução de carga, posteriores à definição do preço (ANEEL, 2000.a).

No relatório disponibilizado no âmbito da referida Audiência Pública, Oren (2000, p. 23) assim concluiu sobre a formação de preços de eletricidade no Brasil e como a energia elétrica deveria ser liquidada:

[...] MAE deve trocar para um sistema múltiplo de liquidação em que os preços ex-ante são aplicados para programar a geração baseada na programação do dia seguinte do ONS enquanto os preços ex-post baseados no despacho real e redeclaração de parâmetros dos geradores serão aplicadas para desvios entre o real despacho da programação do dia seguinte. Tendo vista o alto percentual de hidrelétricas no sistema brasileiro o sistema triplo de liquidação irá provavelmente não ter muito benefício adicional ao que o sistema duplo de liquidação pode fornecer. Tal abordagem fornece incentivos para participantes do mercado para responder de forma eficiente às incertezas da demanda e oferta. Além disso, ela mitiga incentivos para jogos e reduz incerteza para geradores e compradores. A abordagem proposta também possui o efeito de substituir penalidades administrativas para desvios por penalidades baseada no mercado”.²

A ANEEL, na Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000 (ANEEL, 2000.b), fruto das discussões da Audiência Pública 02/2000, incorporou as recomendações

¹ O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE foi a instituição que antecedeu a CCEE. A Lei nº 10.848/2004, extinguiu o MAE e determinou que suas atribuições fossem assumidas pela CCEE.

² *MAE should switch to a multi-settlement system in which the ex-ante prices are applied to scheduled generation based on ONS day ahead schedule whereas ex-post prices based on actual dispatch and redeclared generator parameters will be applied to deviations of the actual dispatch from the day ahead schedule. In view of the high percentage of hydro in the Brazilian system a three-settlement system will probably not have much benefit beyond what a two settlement system can provide. Such an approach provides market incentives for participants to respond efficiently to uncertain demand and supply. Moreover, it mitigates incentives for gaming and reduces uncertainty for generators and buyers. The proposed approach also has the effect of replacing administrative penalties for deviation with market-based penalties.*

da adoção de um sistema duplo de liquidação, conforme se observa na redação a seguir:

[...]

Art. 2º As Regras do MAE devem ser implantadas de acordo com as etapas e datas a seguir estabelecidas:

I - Implantação da 1ª etapa: até 1º de setembro de 2000;

II - Implantação da 2ª etapa: até 1º de julho de 2001; e

~~III - Implantação da 3ª etapa: até 1º de janeiro de 2002. (Revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002)~~

§ 1º A 1ª etapa se caracteriza pela definição, pelo MAE, do preço ex-ante de energia em base mensal ou semanal.

§ 2º A 2ª etapa se caracteriza pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post, em base semanal.

~~§ 3º A 3ª etapa se caracteriza pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização. (Revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002)~~

[...]

Entretanto, apesar do inciso II e do § 2º do art. 2º da Resolução nº 290/2000 estar em vigência ao menos até a data de finalização desta monografia, novembro de 2019, pois não consta revogação expressa, o fato é que a segunda etapa das Regras do MAE nunca foi implementada. Portanto, apesar de constar no regimento regulatório em vigor, o sistema duplo de liquidação nunca foi utilizado no Brasil.

A despeito de não constar revogação expressa dos dispositivos da Resolução nº 290/2000 que trata do sistema duplo de liquidação, análise jurídica da legislação permite concluir que esses dispositivos foram tacitamente revogados pelo art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (Brasil, 2004.a), que dispôs que o PLD deve ser calculado de forma antecipada pela CCEE, conforme descrito a seguir:

[...]

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

[...]

A interpretação jurídica é que o § 1º do art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 determina que o PLD seja calculado de forma antecipada à operação, isto é, na etapa de programação. Portanto, o referido dispositivo não oferece discricionariedade para a ANEEL calcular o PLD após a operação, considerando os valores verificados de geração, demanda e eventuais restrições operativas na etapa de operação em tempo real.

O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Brasil, 2004.b), pode ter inovado ao acrescentar em sua redação que o PLD deveria ser calculado de forma antecipada à operação do sistema. A Lei nº 10.848/2004 define as linhas gerais sobre a definição do PLD e da liquidação da energia elétrica, sem aparentemente determinar que o cálculo do PLD deve ser realizado de forma antecipada.

Art. 1º

[...]

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

[...]

Pode haver a interpretação de que no § 5º do art. 1º da Lei 10.848/2004 o termo “escala de preços previamente estabelecidos” também se refere à cálculo antecipado do PLD. Entretanto, a interpretação mais plausível é que o referido termo se refere às regras de cálculo do preço devem ser previamente estabelecidas e não os valores dos preços. Na Exposição de Motivos nº 095/MME (Brasil, 2003) referente à proposição da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, que foi posteriormente convertida na Lei nº 10.848/2004, não há menção à cálculo antecipado de preço. Ademais, para o preço da energia elétrica refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, como descreve o texto da Lei, tal preço não pode ser calculado somente na etapa de programação.

Desta forma, do ponto de vista legal, para que a ANEEL possa ter a liberdade de regulamentar a proposta do sistema duplo de liquidação é necessário fixar nova redação ao § 1º do art. 59 do Decreto nº 5.163/2004 suprimindo a palavra “antecipadamente” do cálculo do PLD. No limite, caso haja a interpretação diferente do § 5º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 quanto ao termo “escala de preços previamente estabelecidos” tal dispositivo também deve ser reescrito.

A implantação do sistema duplo de liquidação pela ANEEL além de precificar de forma correta a energia elétrica no tempo e diminuir o espaço para o exercício de mercado, permitirá também que os próprios detentores de outorga de fontes renováveis ofereçam suas previsões de geração para cada hora do dia seguinte ao ONS.

A melhor informação para realização de previsão de geração das fontes renováveis é do próprio outorgado. Na ausência de incentivos para ele declarar sua previsão de geração de forma mais precisa, os arts. 13 a 16 da Resolução

Normativa nº 843/2019 cuidou de estabelecer uma metodologia para isto. Entretanto, com o incentivo posto no sistema de liquidação dupla, os referidos dispositivos da Resolução deixam de ser a melhor opção para o estabelecimento desses valores de geração.

Como última análise, no decorrer do ano de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME), instituição responsável pela definição das políticas na área de energia no Brasil, realizou amplo debate setorial sobre propostas de mudanças legislativas para a modernização do ambiente de negócios do mercado de energia elétrica por meio da Consulta Pública nº 33/2007 (MME, 2017).

No presente momento, novembro de 2019, dois projetos de Lei em tramitação no legislativo brasileiro cuidam de aperfeiçoar as propostas da Consulta Pública nº 33/2017: os textos substitutivos do Projeto de Lei nº 1.917/2015 (Brasil, 2015) e do Projeto de Lei do Senado nº 232/2016 (Brasil, 2016). Ambos contêm em seu texto a previsão da migração no médio prazo do atual mercado por custo para o mercado por preço. No sistema por preço não há como o Operador do Sistema realizar a previsão de produção das fontes renováveis para o dia seguinte. Os outorgados dessas usinas é quem devem fazer e se responsabilizar por suas previsões de geração e preço de oferta.

Desta forma, pode-se concluir que a proposta do sistema duplo de liquidação para o Brasil é robusta independente do paradigma de precificação que o país adote no futuro, seja a manutenção do sistema de preços com base no despacho por custo ou seja pela opção legislativa de se adotar um mercado por preço no Brasil no médio prazo.

Por fim, cabe a importante menção que os dois projetos de lei em tramitação no legislativo não incorporam o aprimoramento regulatório proposto neste trabalho, mesmo com ambos projetos de lei alterando vários dispositivos da Lei nº 10.848/2004.

6. CONCLUSÕES

Este trabalho mostrou como a adoção do sistema duplo de liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo brasileiro deve ser benéfico para valorar corretamente a energia elétrica, incentivar os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema e desincentivar práticas anticoncorrenciais como a utilização de poder de mercado ou até mesmo do conluio.

A adoção de mercados competitivos de eletricidade, sejam eles baseado no despacho por custo ou por ofertas de preço, pressupõe a eficiência de curto prazo, com a alocação dos recursos de oferta de menor custo seguindo a ordem de mérito econômico até o maior custo para o atendimento da demanda horária, e a eficiência alocativa de longo prazo, em que os sinais de preço emitidos no mercado de curto prazo servem de *driver* para investidores analisarem a viabilidade econômica de se construir uma nova planta. A perturbação desses dois pressupostos causa ineficiência e pode, no limite, colocar em xeque a própria existência de um mercado para valoração da energia elétrica.

É papel do Regulador do mercado cuidar para que os dois pressupostos sejam sempre perseguidos e nunca violados. Entretanto, tal tarefa não é trivial. Comprovar desvios de agentes econômicos por adoção de práticas anticoncorrenciais é complexo, mesmo com um monitoramento rigoroso do mercado.

Desta forma, é importante que o Regulador atue de forma preventiva e evite oferecer oportunidades, ainda que de forma involuntária, para que agentes de mercado, comportando-se ou não dentro das regras postas, não perturbe o andamento do mercado, alterando artificialmente seus preços em busca de lucros extraordinários, em prejuízo do consumidor final de energia elétrica.

Conforme apresentado neste trabalho, uma forma dos agentes econômicos perturbar o bom andamento do mercado é através do uso do poder de mercado unilateral para alterar os preços de energia elétrica. Apesar de ordinariamente não ser considerado infração à ordem econômica, conforme a Lei nº 12.529/2011 que rege o tema no Brasil, o uso do poder de mercado, se verificado como abuso de poder dominante, pode ser considerado uma infração.

De toda maneira, independente do enquadramento como infração ou não, o Regulador deve atuar de maneira preventiva para evitar que a deturpação, por meio de ações lícitas e ilícitas de poder de mercado por parte dos agentes econômicos, não prejudique o objetivo finalístico da utilização de um ambiente competitivo na indústria de energia elétrica.

Este trabalho propõe a ação prévia do Regulador no desenho do mercado de eletricidade para mitigar espaço anticoncorrencial e permitir uma precificação mais acurada da energia elétrica. Especificamente, o trabalho propõe uma modificação no sistema de liquidação de energia elétrica adotado no Brasil.

É mostrado que o sistema duplo de liquidação, aplicado na maioria dos mercados de eletricidade do mundo, se adequa de forma precisa ao mercado de curto prazo no Brasil trazendo benefícios superiores ao sistema híbrido presentemente empregado para liquidar a energia elétrica.

O trabalho exhibe exemplos teóricos, numéricos e revisões bibliográficas que corroboram com a tese que se quer demonstrar, qual seja, que a ação preventiva do Regulador por meio de regulação do mercado, modificando parte do desenho de mercado através de intervenção na forma em que a energia elétrica é liquidada é

medida eficaz para alcançar a razão precípua de existir o mercado de eletricidade: a busca da eficiência de curto e longo prazo.

Do ponto de vista de implementação, para que a ANEEL possa ter liberdade de fazer a alteração no mecanismo de liquidação para o sistema duplo proposto neste trabalho faz-se necessário a alteração do § 1º, art. 59, do Decreto nº 5.163/2004. Este dispositivo determina que o PLD deve ser calculado “antecipadamente”, em que a melhor interpretação ao termo “antecipadamente” é que se refere de forma antecipada à operação do sistema.

Maior segurança jurídica seria oferecida na hipótese de se alterar também o § 5º do art. 1º da Lei 10.848/2004. Neste dispositivo legal consta que o PLD deve ser calculado levando em conta a “escala de preços previamente estabelecidos”. Apesar da interpretação mais plausível levar ao entendimento que “escala de preços previamente estabelecidos” se refere às regras de cálculo do preço que devem ser previamente estabelecidas e não que os valores dos preços que devem ser previamente calculados, uma nova redação ao referido dispositivo suprimiria qualquer tipo de dúvida jurídica sobre o tema.

Por fim, cabe mencionar a robustez da proposta formulada com visão de médio e longo prazo. A aplicação do sistema duplo de liquidação no Brasil é uma solução de desenho de mercado que funciona melhor do que a adotada atualmente independente do paradigma que o Regulador adote para o futuro na formação de preços de eletricidade no Brasil, a permanência do atual mercado com base no despacho centralizado dos custos do sistema ou a reformação para um sistema de mercado por oferta de preços. O sistema duplo de liquidação funciona de forma mais precisa nas duas categorias de desenho de mercado.

REFERÊNCIAS

ALLAZ, B., VILA, J. L. Cournot competition, forward markets and efficiency. **Journal of Economic Theory**, v. 59, n. 1, p. 1-16, fev. 1993.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Documento básico para o estabelecimento das regras do MAE**. 2000.a.

_____. **Luz na tarifa**. 2019.a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>. Acesso em: 20 set. 2019.

_____. **Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000**. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. 2000.b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000290.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2019.

_____. **Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019**. Estabelece critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças. 2019.b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019843.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2019.

BORENSTEIN, Severin. Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. **The Electricity Journal**, v. 13, n. 6, p. 49-57, jul. 2000.

Brasil. **Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004.a. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 5 out. 2019.

_____. **Exposição de Motivos nº 0095/MME**. Submete ao Presidente da República proposta de edição de Medida Provisória que altera os marcos institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro. 2003. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Exm/2003/EM95-MME-03.htm>. Acesso em: 26 set. 2019.

_____. **Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 25 set. 2019.

_____. **Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. 2004.b. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 5 out. 2019.

_____. **Lei n. 12.529, de 30 de novembro de 2011**. Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Lei/L12529.htm>. Acesso em: 20 set. 2019.

_____. **Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016**. Dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>>. Acesso em: 8 nov. 2019.

_____. **Projeto de Lei nº 1.917, de 2016**. Dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica, a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=1307190>>. Acesso em: 8 nov. 2019.

CRAMTON, Peter. Electricity market design. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 33, n. 4, p. 589-612, 2017.

GODOI, Maurício. CCEE defende apurar declaração de inflexibilidade de usinas depois de valor do CMO. **Canal Energia**, 29 ago. 2019. Disponível em <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53110331/ccee-defende-apurar-declaracao-de-inflexibilidade-de-usinas-depois-de-valor-do-cmo>>. Acesso em: 13 set. 2019.

GROSS, George, FINLAY, David. Generation supply bidding in perfectly competitive electricity markets. **Computational & Mathematical Organization Theory**, v. 6, n. 1, p. 83-98, mai. 2000.

HUNT, Sally. **Making competition work in electricity**. Nova York: John Wiley & Sons, Inc., 2002

KAMAT, R., OREN, Shmuel S. Two-settlement systems for electricity markets under network uncertainty and market power. **Journal of Regulatory Economics**, v. 25, n. 1, p. 5-37, 2004

KIRSCHEN, Daniel, STRBAC, Goran (2004). **Fundamentals of Power System Economics**. Wiley-Blackwell, mar. 2004.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017**. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>. Acesso em: 8 nov. 2019.

_____. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018514mme.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2019.

_____. **Portaria nº 301 de 31 de julho de 2019**. Estabelece o cronograma estimado para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do Preço da Liquidação das Diferenças horário no Mercado de Curto Prazo. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019301mme.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2019.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede. Submódulo 5.4 Consolidação da previsão de carga para a programação diária da operação eletroenergética e para a programação de intervenções em**

instalações da Rede de Operação. Versão nº 2019.08. Rio de Janeiro – RJ, 2019.

Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%205%2FSu%205.4%2FSubm%C3%B3dulo%205.4.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2019.

_____. **Procedimentos de Rede. Submódulo 5.6 Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética.** Versão nº 2018.12. Rio de Janeiro – RJ, 2018. Disponível em:

Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%205%2FSu%205.6%2FSubm%C3%B3dulo%205.6%202018.12.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2019.

OREN, Shmuel S. **Review of MAE rules for the Brazilian wholesale electricity market.** Report prepared for The Brazilian Electricity Regulatory Agency under project BRA/98/019 United Nations Development Programme, jun. 2000. Disponível em

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap002/Parecer%20Oren.pdf>. Acesso em: 15 set. 2019.

PSR, Power System Research. **Contribuição para a Audiência Pública 22/2019. Definição dos Limites Máximo e Mínimo do PLD.** Disponível em:

<<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>>. Acesso em: 4 nov. 2019.

VEIT, Daniel J., WEIDLICH, Anke, YAO, Jian, OREN, Shmuel S. Simulating the dynamics in two-settlement electricity markets via an agent-based approach.

International Journal of Management Science and Engineering Management, v. 1, n. 2, p. 83-97, jan. 2006.

VENTOSA, Mariano, LINHARES, Pedro, PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. Power system economics. In: PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. **Regulation of the power sector.** Londres: Springer, 2013. cap. 2. p. 47-123.

WOLAK, Frank A. Regulating competition in wholesale electricity supply. In: Rose, Nacny L. **Economic regulation and its reform: what have we learned?** University of Chicago Press. jun. 2014, cap. 4 p. 195-289.

_____. The role of efficient pricing in enabling a low-carbon electricity sector.

Economics of Energy & Environmental Policy, v. 8, n. 2, p. 29-52, 2019.

YAO, Jian, OREN, Shmuel S., ADLER, Ilan. Cournot equilibria in two-settlement electricity markets with system contingencies. **International Journal of Critical Infrastructures**, v. 3, n. 1/2, p.142-160. 2007.