



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Mecanismos de Formação de Preço

Julho de 2019

Grupo Temático: Mecanismos de Formação de Preços

Instituição Coordenadora: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Coordenador: Talita Porto (CCEE)

Suplente: Rodrigo Sacchi (CCEE)

Participantes:

Ary Pinto (CCEE)

Regiane Silva de Barros (CCEE)

Patrícia Moniz de Arruda (CCEE)

Gabriel Apoena de Oliveira (CCEE)

Galdino Barros (CCEE)

Cristiane Araújo (CCEE)

Igor Ribeiro (MME/SEE)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Fabício Lacerda (MME/SEE)

Lorena Silva (MME/SPE)

Mauricio Abi Chahin (MME/SPE)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Agnes da Costa (MME/SECEX)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Thiago Veloso (ANEEL/ASD)

Júlio Ferraz (ANEEL/SRM)

Christiano Viera (ANEEL/SRG)

Alberto Sergio Kligerman (ONS)

Marcelo Prais (ONS)

Pedro David (EPE)

Renata Francisco (EPE)

Pedro Moretz-Sohn David (EPE)

Renato Haddad (EPE)

Saulo Ribeiro Silva (EPE)

Thiago Cesar (EPE)

Sumário

1	Introdução	1
2	Mecanismos de formação de preço.....	2
2.1	Preço por modelo e custo	5
2.1.1	Vantagens e desvantagens.....	6
2.2	Desenho de mercado do Brasil	7
2.2.1	Aprimoramentos em desenvolvimento dos modelos atuais.....	9
2.2.2	Alternativas aos modelos oficiais de formação de preço do Brasil.....	10
2.3	Preço por oferta	15
2.3.1	Vantagens e desvantagens.....	16
2.3.2	Exercício de poder de mercado na formação de preços.....	17
2.3.3	Operação do sistema em condições de oferta de preço	18
2.3.4	Alternativa de adaptação do MRE para um modelo de preços por oferta – <i>slicing</i> 19	
2.4	Modelo híbrido oferta-modelo	20
2.5	Granularidade temporal	21
2.6	Limites de preço no mercado de curto prazo	22
2.7	Resposta da demanda.....	24
3	Processo licitatório para fornecimento de modelos computacionais.....	25
3.1	Pesquisa de mercado	26
3.2	Experiências internacionais	28
3.3	Conclusões	29
4	Experiência internacional	31
4.4	Chile.....	31
4.5	México	32
4.6	Colômbia	33
4.7	Nova Zelândia	34
4.8	Nord Pool	36
5	Propostas de aprimoramentos	38
6	Referências.....	40

1 Introdução

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 187 de 4 de abril de 2019, instituiu o Grupo de Trabalho que deverá desenvolver propostas para a Modernização do Setor Elétrico, tratando de forma integrada, os temas listados a seguir (Brasil, 2019):

I - ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;

II - mecanismos de formação de preços;

III - racionalização de encargos e subsídios;

IV - Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;

V - alocação de custos e riscos;

VI - inserção das novas tecnologias; e

VII - sustentabilidade dos serviços de distribuição.

Em específico, este relatório tem por objetivo avaliar alternativas relacionadas a formação de preços em mercados de energia elétrica presentes na literatura e com base em experiências internacionais. Após essa avaliação, pretende-se apresentar um diagnóstico que tenha aderência à realidade do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), na busca de melhor eficiência econômica do sinal de preço e melhor adequação à relação entre oferta e demanda e suas oscilações.

A literatura sobre o tema preconiza mecanismos competitivos de mercado e que o sinal de preço adequado é um maior promotor de eficiência econômica, tendo a premissa de que quanto maior for a participação e nível de escolha do consumidor, mais avançado é o desenho de mercado. Assim, quanto maior for a participação do consumidor, maior será a influência do preço e da competição como indutor de eficiência, considerando que, por melhor que seja a regulação, esta não será capaz de induzir o mesmo nível de eficiência dos mercados competitivo (Viana, 2018).

Em um primeiro momento se fará uma análise qualitativa sobre as vantagens e desvantagens dos modelos de preço por oferta e de preço por custo. Deve-se também avaliar se existem alternativas no desenho de mercado que levem a melhor eficiência econômica do sinal de preço. Uma breve contextualização sobre os diferentes níveis e estágios de desenvolvimento dos mercados internacionais de energia elétrica é apresentada.

2 Mecanismos de formação de preço

A teoria de desenho de mercados é fortemente ancorada na microeconomia. Assim, para uma análise do mercado de energia elétrica, devem ser considerados os aspectos da indústria de energia e as características singulares do produto, tanto na dimensão técnica quanto econômico-regulatória. Nesse contexto, entende-se que um mecanismo de mercado que preze pela competição na comercialização e tenha um adequado sinal de preço é o melhor indutor de eficiência, uma vez que as empresas tentarão maximizar seus retornos e os consumidores minimizarão seus pagamentos, indo, assim, a uma situação de equilíbrio expressa por um preço de mercado (Viana, 2018).

Os modelos de desenho de mercado, geralmente, estão relacionados ao grau de participação do consumidor na definição do supridor da *commodity* energia elétrica, assumindo a premissa que os serviços de transporte permanecem como monopólios naturais, mesmo nos mercados competitivos.

A literatura apresenta quatro modelos de desenho de mercado: (i) Monopólio; (ii) Comprador único - *Single Buyer*; (iii) Competição no Atacado; e (iv) Competição no Varejo (Viana, 2018). Os dois últimos modelos de mercado serão avaliados com mais detalhes nas próximas seções.

A indústria da energia elétrica historicamente foi organizada em monopólios verticalizados que, comumente, eram propriedade do Estado. As empresas de energia eram responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia até o consumidor final. Como consequência, haviam altos custos tanto na operação quanto no investimento que resultavam em elevadas tarifas para o consumidor, ou na necessidade de subsídios por parte do Estado. A ineficiência e os altos custos, motivaram a transferência dessa atividade para o capital privado, a partir da década de 1980 (Castro, et al., 2017).

Havia uma preocupação que as empresas de eletricidade verticalmente integradas tivessem se tornado ineficientes, sobrecarregadas, improdutivas e indiferentes aos desejos dos consumidores. Esse foi um dos motivadores da reforma do setor elétrico, que tinha por objetivo garantir à sociedade benefícios de longo prazo, que seriam possíveis com um adequado mecanismo de formação de preços capaz de refletir a alocação eficiente dos custos econômicos de fornecimento de energia e estimular a melhoria da qualidade do serviço para o consumidor (Biggar, et al., 2014) .

Nesse contexto, o Reino Unido foi um dos pioneiros no processo de reestruturação do setor de energia, com o processo de liberalização iniciado em 1989 com a promulgação da *The Electric Act* (Rotaru, 2013) *apud* (Castro, et al., 2017).

O primeiro estágio da liberalização do mercado de energia foi a desverticalização do setor, com a separação dos monopólios verticalizados em empresas de geração, comercialização, distribuição e transmissão de energia elétrica, ainda que elas fiquem sob o controle do mesmo grupo através de uma *holding*. As atividades de transmissão e distribuição permaneceram como monopólios regulados, tendo em vista a economia de escala.

O segundo estágio da liberalização foi a criação de um mercado livre, em que um grupo de consumidores podem comprar energia diretamente de geradores e comercializadores, pactuando preços e condições de forma desregulada. O mercado livre, ainda que restrito a alguns segmentos de consumidores de grande porte, hoje é difundido internacionalmente.

A liberalização total da comercialização de energia, em que todos os clientes são potencialmente livres seria o estágio mais avançado desse processo, assim todos os consumidores podem comprar energia de qualquer agente de mercado, autorizado a comercializar energia elétrica, não estando mais vinculados a uma distribuidora de energia.

Os serviços associados a infraestrutura de rede continuariam a ter uma tarifa regulada, por ser um monopólio natural. Assim, as distribuidoras se dedicariam aos serviços de operação e gestão da rede, transferindo às comercializadoras o risco associado à compra e a venda de energia (Castro, et al., 2014).

Quando comparado com outros países, o mercado brasileiro é considerado como conservador quanto a liberalização do mercado, em função da ausência de flexibilidade para a migração para o mercado livre (EDP, 2017), como pode ser observado na Figura 2.1.

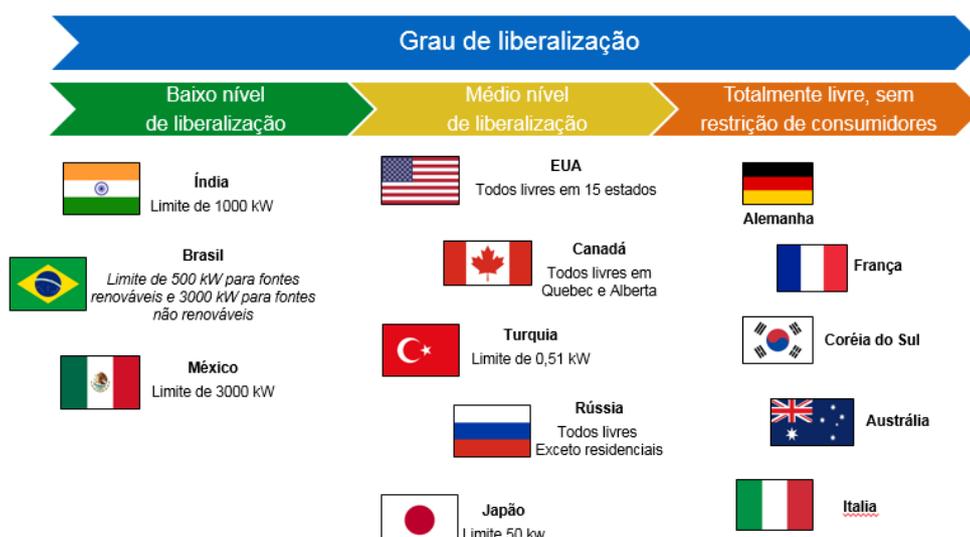


Figura 2.1 – Grau de liberalização

Fonte: (EDP, 2017)

No modelo do comprador único, os contratos entre o produtor independente de energia (PIE) e as *utilities* tendem a ser de longo prazo e associados ao tempo de vida das usinas. A competição para venda de *utilities* ocorre por meio de leilões ou chamadas públicas, com contratos regulados por uma agência. Após a etapa de competição os riscos, nível de demanda, preços de mercado e tecnologia são transferidos ao consumidor. Esse tipo de mercado é um primeiro passo em direção à competição no setor elétrico pois, apesar dos PIEs competirem no momento do leilão, não há opção de escolha por parte do consumidor final (Viana, 2018).

Quanto à organização do mercado, existem dois tipos: i) descentralizado ou modelo de contratos bilaterais, em que as transações são livremente negociadas entre os participantes por meio da celebração de contratos bilaterais em que preço e quantidade são livremente negociados entre as partes, ii) centralizado ou modelo de *pool*, no qual os agentes vendem ou compra energia por meio do *pool*, fazendo ofertas e agendando as transações com o operador do mercado, que devem ser iguais à sua posição contratual.

No mercado descentralizado os geradores decidem o quanto irão gerar ao informar ao operador do mercado a quantidade contratada bilateralmente, enquanto no mercado centralizado, os compradores dão lances para compra de energia, vendedores fazem ofertas de venda e o operador despacha os geradores em ordem crescente de custo (ordem de mérito). Logo, a diferença essencial entre os mercados descentralizado e o centralizado é o método de despacho.

Assim, no mercado descentralizado, o operador executa o despacho que minimize a diferença entre os contratos dos agentes e a geração efetiva causadas por congestão nas linhas de transmissão, acertando o balanço entre geração e demanda. A eficiência econômica é atingida quando os compradores buscam os vendedores com os menores preços.

No mercado centralizado, ou modelo *pool*, o operador busca executar o despacho que minimize o custo de operação do sistema, despachando os geradores disponíveis de acordo com a ordem de mérito, até que a geração se iguale à carga (Calabria, 2015). Dessa forma, o processo de despacho centralizado captura a percepção de aversão a risco de uma única instituição (*i.e.* operador do sistema), enquanto o processo de despacho descentralizado captura diretamente aversão a risco dos agentes de mercado (PSR, 2018).

O mercado de energia pode também ser subdividido com base no horizonte de precificação/contabilização, e um mesmo mercado pode ser composto por uma combinação desses subtipos.

Os mercados de menor horizonte são os diários, compreendendo tanto o mercado de dia seguinte (*day-ahead*) quanto intradiário (*intraday*). Seja no modelo por custo ou

por oferta de preço, no mercado de dia seguinte as ofertas e lances ou o despacho são pré-determinados para cada hora ou meia hora do dia seguinte (a depender da granularidade do mercado).

Os mercados intradiários geralmente têm por objetivo contabilizar os ajustes entre as transações realizadas no dia anterior e os valores de fato gerados e consumidos, podendo ter intervalos de contabilização ainda menores que os do mercado de dia seguinte. Por esta razão, os mercados intradiários costumam compreender mercados de serviços ancilares, como reserva girante e reserva de potência operativa, e são mais importantes quanto maior a penetração de fontes renováveis intermitentes na matriz. Os preços dos mercados de dia seguinte e intradiário costumam ser muito próximos entre si. Este tipo de mercado possibilita a manipulação temporária de preços por parte de grandes geradores (Calabria, 2015).

Outro tipo de mercado são os mercados de balanceamento, que garantem o equilíbrio em tempo real entre geração e demanda, já que a eletricidade deve ser consumida no momento em que é gerada. Esse mercado também compreende serviços ancilares e reserva de potência operativa, cobrindo diferenças não cobertas pelos mercados de dia seguinte e intra-diário. O operador do sistema, responsável pelo ajuste instantâneo da frequência do sistema, é o comprador único desse tipo de mercado, geralmente realizado em leilões. Como todos os consumidores se beneficiam dos serviços ancilares prestados pelos vendedores desse tipo de mercado, eles são remunerados por meio de encargos pagos pelos consumidores (Calabria, 2015).

Por fim, os mercados de longo prazo são o mercado *forward* e o mercado futuro, em que quantidades específicas de energia a preços pré-determinados são comercializadas para serem entregues em uma data futura pré-definida. Enquanto nos mercados *forward* o pagamento só é efetuado no momento de entrega da energia e qualquer diferença entre os preços pré-determinados e os preços no mercado spot representam lucros ou prejuízos às partes envolvidas, no mercado futuro os preços são diariamente reajustados com base nos preços de referência do mercado até o momento da entrega da energia. Os mercados *forward* permitem maior customização para atender às necessidades específicas das partes, e os mercados futuros conferem maior liquidez ao mercado, ao facilitar a rápida venda de produtos. Ambos os mercados são utilizados para gerenciar riscos financeiros devidos à volatilidade dos preços spot, além de serem uma maneira de mitigar o poder de mercado dos geradores (Calabria, 2015).

2.1 Preço por modelo e custo

No modelo atacadista não há qualquer regulação por custo do serviço e nos preços na comercialização da energia elétrica. A transmissão e a distribuição – monopólios naturais – permanecem com tarifas reguladas. Nesse tipo de mercado os grandes consumidores podem comprar energia de forma competitiva, enquanto os pequenos geradores e consumidores participam indiretamente e de forma marginal. As

distribuidoras continuam a entregar fisicamente a energia elétrica a todos os consumidores e a representar comercialmente os pequenos consumidores (Viana, 2018).

O mercado atacadista pode estar organizado em função de duas estruturas básicas: o esquema de comprador único e a diferenciação entre o mercado de curto e longo prazo, embora cada país apresente características próprias (Castro, et al., 2017).

Para operar esse mercado é necessário (i) um operador de mercado responsável pela contabilização e liquidação financeira e (ii) um operador do sistema responsável pelo equilíbrio e manutenção da estabilidade física do consumo e geração. Alguns países optam por unificar as atividades comerciais e físicas em um único operador.

No modelo atacadista o operador independente do sistema é responsável por definir o despacho de geração de forma centralizada com objetivo de minimizar o custo de operação do sistema. O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação, que reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda. O Brasil, Chile e o México, por exemplo, adotam esse tipo de mercado.

2.1.1 Vantagens e desvantagens

Dentre as características intrínsecas da formação de preço por modelo podem ser citadas:

- Um modelo de otimização indica quais as usinas que devem ser despachadas de acordo com uma ordem de mérito baseada em custos;
- Agentes de mercado têm nenhuma ou pouca influência na decisão de despacho;
- Os agentes não atuam diretamente na gestão de seu despacho e recebem a indicação de geração de um operador central;
- O despacho por custo, mesmo com o melhor embasamento técnico, não diversifica os riscos de operação do sistema pois, por exemplo, utiliza-se uma única previsão de demanda para o curto prazo.
- Há a necessidade de recolher e gerenciar uma grande quantidade de informações sobre cada um dos agentes e outros parâmetros de igual importância, tais como hidrologia, demanda, cenários de oferta futura, etc;
- Propicia maior transparência ao processo de despacho e formação de preço, desde que todos os agentes participantes desse processo tenham acesso irrestrito e uniforme à base de dados, metodologia e modelos utilizados;
- Estabelecer o valor da penalidade do custo do déficit, para representar o ajuste da demanda no caso de escassez de energia é complexo, tanto em termos metodológicos como de dados. Como o custo de déficit é parte importante do cálculo dos preços e das decisões de despacho, afetando diretamente o custo de

oportunidade e o CMO, seu cálculo é alvo de constante questionamento por parte dos agentes (EDP, 2017).

2.2 Desenho de mercado do Brasil

No Brasil, o mercado de energia iniciou sendo um modelo totalmente centralizado pelo Estado, e assim foi até meados da década de 1990. Seguindo a tendência de outros países, a partir dos anos 90 foi iniciada a reforma do setor elétrico brasileiro, visando criar um ambiente competitivo. O objetivo principal era criar um modelo no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos para expansão da geração (Viana, 2018).

Essa mudança aconteceu através da reforma institucional do setor promovida a partir do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) entre 1996 e 1998, visando atingir os seguintes objetivos:

- I. Assegurar a oferta de energia elétrica;
- II. Estimular o investimento privado no setor elétrico;
- III. Reduzir os riscos de investimento;
- IV. Criar um mercado competitivo na geração e comercialização de energia elétrica.

No contexto dessa reforma promovida pelo Projeto RE-SEB foram criados a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, o Operador Nacional do Sistema (ONS) em 1998 e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) em 1999. A criação dessas entidades visava delimitar os papéis de operação e regulação do sistema, além de criar um mercado para fomentar a competitividade na geração e comercialização de energia elétrica (Viana, 2018).

A partir de 2003, motivado principalmente pelo racionamento em 2001, iniciou-se no Brasil um processo de ajuste e reestruturação do setor. Uma série de estudos foram realizados para formular um novo modelo, cujas bases institucionais e legais foram aprovadas pelo Congresso Nacional por meio das Leis 10.847 e 10.848 de 2004. A segunda reforma institucional foi chamada de Novo Modelo do Setor Elétrico (MSEB-2004). Os principais objetivos do novo modelo eram: garantir o suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária (Castro, et al., 2010).

Com relação à garantia de suprimento, o MSEB-2004 incorporou:

- I. Criação de um mercado de contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs) que pode ser utilizado como garantia firme para os financiamentos, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço, que antes era de curto prazo;

- II. Obrigatoriedade de cobertura integral dos contratos de consumo de energia elétrica pelas distribuidoras e consumidores livres;
- III. Criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrica (CMSE) com a função de acompanhar o equilíbrio entre oferta e demanda;
- IV. Exigência prévia de licenças ambientais para permitir a participação de novos empreendimentos no processo de licitação;
- V. Retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, figurado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O mercado brasileiro é dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas distintas, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR visa atender a demanda dos consumidores cativos, que são os consumidores residências, de serviço e indústrias de menor porte. No ACR as Distribuidoras de energia elétrica atendem os consumidores cativos através de uma contratação em um ambiente *pool*, realizada por meio de leilões de energia elétrica que ganha os geradores que ofertam a menor tarifa. O ACL é composto de consumidores de maior volume de consumo. O ACL busca assegurar a concorrência e liberdade efetiva dos consumidores livres, portanto, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo bilateralmente o preço, volume, prazo e outras cláusulas que achar necessário (Castro, et al., 2010; Viana, 2018).

No Brasil, as atividades comerciais e físicas são realizadas por operadores distintos. A Câmara de Comercialização de Energia de Elétrica (CCEE) é o operador comercial que registra as transações de compra e venda de energia e é responsável pela contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo de energia. Por sua vez, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do país.

Os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP são usados para o Planejamento da Operação e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O despacho do modelo DECOMP é usado pelo ONS como direcionador dos despachos das usinas do sistema interligado nacional (SIN) por semana operativa e patamar de carga, para cada submercado.

A CCEE calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) determinado semanalmente para cada patamar de carga e submercado. O PLD é limitado por um preço máximo e um preço mínimo, vigentes para cada período de apuração. O cálculo do PLD é baseado no despacho *ex-ante*, ou seja, é apurado com as informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e a demanda prevista para cada submercado. Na prática, adota-se uma abordagem *tight pool*, conhecida como preço por custo, sem a realização dos leilões do tipo *day-ahead* ou *intra-day* para a operação do sistema (Viana, 2018).

2.2.1 Aprimoramentos em desenvolvimento dos modelos atuais

A CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico tem a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE. Essa Comissão pode constituir Grupos de Trabalhos para realização de estudos específicos.

Com o propósito de avaliar e propor aprimoramentos relacionados a cadeia de modelos usados oficialmente no setor elétrico brasileiro, para planejamento da operação e expansão e formação de preços foi criado pela CPAMP o Grupo Técnico de Metodologias (GT Metodologia), que está sob coordenação da EPE. Assim, os aprimoramentos e desenvolvimentos sob coordenação desse GT, ao longo do ciclo 2018-2019, são apresentados com mais detalhes ao longo dessa seção.

No âmbito dos aperfeiçoamentos dos modelos, está em andamento a Consulta Pública nº 74/2019 do Ministério de Minas e Energia, com os estudos elaborados pelo Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP. Dentre os aprimoramentos destacam-se:

- i. Mecanismo adicional de segurança denominado de Volume Mínimo Operativo (V_{minOp}), que deve ser considerado em todos os meses do período de planejamento, por meio de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia – REE. Esse mecanismo tem por objetivo aumentar a segurança operativa do sistema;
- ii. O uso do centroide, como representante no processo de agregação de ruídos, que resulta na redução na variabilidade amostral, em relação às variações da semente para a geração de cenários *backward*;
- iii. A melhor representação da árvore de cenários *forward* no modelo NEWAVE, com o método de reamostragem de cenários, que leva a uma menor variabilidade amostral e as melhores estimativas em direção ao valor ótimo teórico do problema;
- iv. A utilização de correlação espacial de ENAs, nos modelos NEWAVE e GEVAZP, entre os reservatórios equivalentes de energia (REE), em base mensal, em substituição à anual. Essa representação é mais aderente à realidade, capturando a diversidade hidrológica entre as diferentes bacias.

Adicionalmente, está em desenvolvimento o aprimoramento da formação de preço, em base *ex-ante*. Trata-se da adoção do modelo DESSEM na cadeia de modelos usados para a programação da operação, que passaria a ter um despacho semi-horário, bem como para o cálculo do PLD, realizado pela CCEE, que passaria a ser horária.

Para este fim, desde abril de 2018 está em andamento a operação sombra do modelo DESSEM, que tem por propósito antecipar ao mercado os eventuais impactos da adoção do preço horário. Há a expectativa do uso oficial do modelo DESSEM nas etapas de programação da operação e formação de preço, a partir de janeiro de 2020.

O modelo DESSEM é um modelo de otimização, desenvolvido pelo CEPEL, que tem como objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos por usina, minimizando o custo total de operação do sistema. O DESSEM pode considerar um horizonte de estudo de até 14 dias, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, 1 hora ou em patamares cronológicos.

Na formulação as usinas hidroelétricas e termoelétricas podem ser representadas de forma individualizadas. Devido à necessidade de regularização diária dos reservatórios, as usinas a fio d'água no DECOMP são tratadas como reservatórios no DESSEM. Outra diferença é a consideração do tempo de viagem da água para a usina de jusante para praticamente todos os aproveitamentos (CEPEL, 2019).

A rede elétrica pode ser modelada de maneira simplificada, com a demanda por subsistema e os intercâmbios entre eles (sem rede elétrica), ou de forma detalhada (com rede elétrica), com a representação de cada circuito e a carga por barra, através de uma representação DC da rede elétrica (CEPEL, 2019).

O modelo considera as afluições de forma determinísticas ao longo de todo o período de estudo, as restrições de *unit commitment* das usinas termoelétricas e a operação das usinas térmicas de ciclo combinado. (CEPEL, 2019).

A estratégia de solução do DESSEM é dividir o problema original em subproblemas, um para cada estágio de simulação, onde cada subproblema contém apenas as restrições do estágio a que se referem, modeladas de forma linear. Os subproblemas são resolvidos em sequência através do método de otimização Simplex de Programação Linear. A otimização do problema original, considerando a interdependência entre as operações de todos os estágios, é feita através da técnica de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD) (CEPEL, 2019).

2.2.2 Alternativas aos modelos oficiais de formação de preço do Brasil

Além dos aprimoramentos que são propostos no âmbito do GT Metodologia/CPAMP existem propostas alternativas em desenvolvimento por projetos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) e iniciativas de empresas de consultoria que propuseram modelos de otimização com alternativas metodológicas às empregadas oficialmente no setor, além de proposições de aprimoramentos no atual desenho de mercado adotado no Brasil. Algumas dessas alternativas são apresentadas a seguir.

Em 2008 foi lançado o P&D Estratégico da ANEEL com vistas à investigação do Modelo de Despacho Hidrotérmico empregado no planejamento da operação energética no Brasil. Esse projeto de P&D fomentou novas propostas de modelos de formação de preços de energia. Dentre as propostas foram habilitados cinco projetos:

- I. Otimização do Despacho Hidrotérmico através de Algoritmos Híbridos de Otimização em ambiente de Computação Distribuída - Modelo PHOENIX;

- II. Modelo de Despacho Hidrotérmico Ótimo para o Sistema Interligado Nacional – Modelo Hidroterm;
- III. Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico - Modelo MDDH;
- IV. Otimização do Despacho Interligado Nacional – Modelo ODIN;
- V. Plataforma Computacional para o Cálculo da Política Ótima de Geração no Horizonte de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional – Modelo SMERA.

Estes projetos são brevemente apresentados nessa seção.

2.2.2.1 Modelo do Despacho Hidrotérmico através de Algoritmos Híbridos de Otimização em Ambiente de Computação Distribuída – Modelo PHOENIX

O modelo PHOENIX é modelado com usinas individualizadas, através de uma programação não linear, multiobjetiva, estocástico, com horizonte de médio prazo e considera de maneira detalhada as equações de restrições do problema de despacho hidrotérmico. Os principais módulos e processos desse modelo contemplam: modelagem do problema, otimização não linear, aplicação de restrições elétricas e otimização por inteligência artificial (IA), abertos à retroalimentação. Cada módulo tem limitações quanto ao método e forma de representação escolhidos, para tanto a otimização por IA possibilita atender critérios não abordados previamente (Oening, et al., 2010).

2.2.2.2 Modelo de Despacho Hidrotérmico Ótimo para o Sistema Interligado Nacional – Modelo Hidroterm

O modelo Hidroterm é modelado considerando a representação individualizada de usinas, formulação de otimização não linear, modelo único para todo o horizonte de planejamento, representação das incertezas na forma de árvore de cenários em conjunto com um problema de otimização estocástica a dois estágios, representação dos subsistemas do SIN e seus limites de transferência de energia, representação dos patamares de carga e representação do cronograma de expansão das usinas. A formulação baseada em programação não linear com recursos de otimização de solver de pacote comercial (GAMS) caracteriza uma inovação quanto à aplicação ao planejamento da operação do SIN (Zambon, et al., 2011)

2.2.2.3 Modelo do Despacho Hidrotérmico Brasileiro - MDDH

No âmbito dos projetos de P&D está sendo desenvolvido a Plataforma MDDH - Modelos do Despacho Hidrotérmico Brasileiro. O projeto é coordenado pelo departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Uma das contribuições do projeto MDDH foi apresentado na publicação de (Dias, et al., 2010), que propõe uma nova abordagem para a modelagem de funções custo

futuro usada no algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). A técnica PDE é aplicada ao planejamento de operação de longo prazo de sistemas de energia elétrica. Usando a discretização do espaço de estados, o algoritmo *Convex Hull* é usado para construir uma série de hiperplanos que compõem um conjunto convexo. Esses planos representam uma aproximação linear por partes para as funções de custo futuro esperadas. Os custos operacionais médios para usar a metodologia proposta foram comparados com os da Programação Dinâmica Dual Determinista (PDDD) em um estudo de caso, considerando um cenário único de entrada. Esta análise de sensibilidade mostra a convergência de ambos os métodos e é usada para determinar o nível mínimo de discretização. Adicionalmente, a aplicabilidade da metodologia proposta para duas hidroelétricas em cascata é demonstrada.

Outra contribuição é apresentada na publicação (Oliveira, et al., 2011), que propõe um modelo autorregressivo periódico, uma estrutura particular da família Box & Jenkins, denotada por PAR (p), é empregado para modelar as séries de vazões hidrológicas usadas para estimar os custos operacionais do despacho ótimo hidrotérmico brasileiro. Este artigo enfoca o estágio de identificação das ordens p desses modelos. O objetivo deste estudo é sobre a aplicação da técnica de *Bootstrap* intensiva em computador para estimar a significância de tais coeficientes. Os resultados mostram que a identificação via *Bootstrap* é consideravelmente mais parcimoniosa, levando à identificação de ordens inferiores na maioria dos casos e corroborando alguns pontos levantados em estudos anteriores sobre a abordagem tradicional.

Também do projeto MDDH, a publicação (Souza, et al., 2012) propõe um novo modelo para gerar cenários de energia natural de entrada no planejamento operacional de longo prazo de sistemas hidrotérmicos de grande porte. Este modelo é baseado no Modelo Autoregressivo Periódico, PAR (p), onde a identificação das ordens p é baseada na significância da Função de Auto correlação Parcial (PACF) estimada via *Bootstrap*, uma técnica computacional intensiva. Os cenários gerados por essa nova técnica foram aplicados ao planejamento da operação do Sistema Elétrico Brasileiro, utilizando a metodologia desenvolvida anteriormente de Programação Dinâmica Estocástica baseada no algoritmo *Convex Hull* (PDE-CHull). Os resultados mostram que a identificação via *Bootstrap* é consideravelmente mais parcimoniosa, levando à identificação de modelos de ordens mais baixas na maioria dos casos, que mantém as características estatísticas da série original. Além disso, apresenta um custo médio total de operação mais próximo quando comparado ao custo obtido por meio de séries históricas.

2.2.2.4 Otimização do Despacho Interligado Nacional – Modelo ODIN

O modelo ODIN baseia-se em um modelo de controle preditivo, onde as decisões hidráulicas ótimas são determinadas por modelagem determinística de otimização individualizada e não linear, considerando séries de vazões previstas. Os resultados são comparados àqueles fornecidos pela metodologia estocástica em vigor, o modelo

NEWAVE, com resultados individualizados determinados pelo modelo SUISHI-O. A análise comparativa mostra que a abordagem proposta agrega mais eficiência, segurança e modicidade tarifária à operação (Zambelli, et al., 2011).

2.2.2.5 Plataforma Computacional para o Cálculo da Política Ótima de Geração no Horizonte de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional – Modelo SMERA

O modelo SMERA foi modelado para o Planejamento Anual da Operação Energética (PEN), que tem como objetivo estabelecer estratégias, políticas de operação, para a operação hidrotérmica por meio da análise das condições de atendimento ao mercado de energia e demanda no horizonte de estudo de 10 anos. O PEN é representado matematicamente por um problema de programação linear estocástico de grande porte, com acoplamento temporal e espacial. O acoplamento temporal devido às significantes participação de usinas hidrelétricas e seus reservatórios e espacial devido à configuração em cascata que algumas usinas do sistema podem ter. O modelo SMERA adotou a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) como estratégia de solução para o problema. O modelo apresenta avanços metodológicos tanto na modelagem do problema do planejamento da operação de médio prazo quanto na estratégia de solução da PDDE (Matos, et al., 2012).

2.2.2.6 Modelo SPARHTACUS

O modelo SPARHTACUS – Metodologia para Definição de Políticas Semanais e Mensais do SIN no Horizonte de Médio Prazo com Modelagem Individualizadas das Usinas Hidrelétricas é fruto do projeto de P&D (0403-0035/2014) financiado pela ENGIE Brasil Energia (proponente); Companhia Energética Estreito, CPFL Piratininga, CEMIG, Duke Energy, Brookfield, Copel e Neoenergia (cooperadas). As entidades executoras foram a Plan4 Engenharia LTDA e Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (Labplan) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Trata-se de um modelo para a solução integrada das etapas de curto e médio prazo do planejamento da operação, indicando a operação individual de cada uma das hidrelétricas instaladas no SIN. Nesse projeto as incertezas da etapa semanal são representadas a partir da segunda semana de estudo, por árvores de cenários multiestágio.

A Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é usada na resolução do problema de médio prazo multiestágios, usando um processo iterativo com um cenário por recursão e realização de proxy, como é indicado em (V. Larroyd, et al., 2017) . A estratégia de solução do curto prazo emprega uma atualização recorrente dos estados do problema de médio prazo, correspondentes aos volumes finais da última semana e cenários de aflúncias semanais das hidrelétricas, a partir de cada solução obtida no curto prazo e adota a inclusão progressiva das aproximações lineares por partes das funções de produção hidrelétrica.

2.2.2.7 Projeto IRIS – Integração de Renováveis Intermitentes

Proposto pela AES Uruguaiana e executado pelas empresas Venidera, Côtres Consultoria, Sinerconsult e Policonsult, o projeto IRIS visa desenvolver um modelo de curtíssimo prazo para a simulação da operação do sistema interligado nacional, com ênfase na representação das fontes renováveis intermitentes, para apoio ao planejamento, operação, comercialização e regulação do sistema elétrico brasileiro.

O modelo terá discretização temporal de 5 em 5 minutos, de maneira a incorporar o impacto da intermitência de fontes renováveis, como a eólica e a solar, na operação detalhada de dia seguinte do sistema elétrico brasileiro. Por ter uma granularidade temporal ainda menor que a do modelo DESSEM e também calcular o custo marginal de operação por barra, incluindo etapa de representação dos fluxos de potência na rede (modelo DC na etapa de otimização e modelo de fluxo AC na etapa de simulação), o modelo IRIS poderá ser complementar ao DESSEM, detalhando ainda mais a operação e o despacho, ao permitir capturar intervalos de tempo com ausência de produção eólica e solar, ou grandes variações em curto intervalo de tempo. Para isso, terá como dados de entrada informações provenientes dos modelos, NEWAVE, DECOMP, DESSEM e ANAREDE, além de previsões de carga, hidrologia, insolação e vento, e da situação atual das cargas, com informações provenientes do pós-operativo.

O projeto visa proporcionar:

- Maior conhecimento sobre a inserção de fontes de geração intermitente no SIN, com avaliação dos custos desta integração;
- Avaliar a capacidade do sistema de garantir confiabilidade de suprimento de energia elétrica, atendendo aos requisitos de controle de tensão e frequência, mesmo sob eventos de curto prazo com produção intermitente e o cálculo da reserva girante global e locacional e com a computação detalhada do custo imposto às fontes convencionais por meio da simulação de manobras operativas necessárias para compensar a ausência de produção eólica;
- Identificar a necessidade de expansão da capacidade de transmissão da rede, da geração, de recursos de armazenamentos distribuídos e de recursos de resposta/gestão da demanda, de maneira a melhorar o nível de confiabilidade operativa, com a avaliação do cronograma viável de introdução das fontes renováveis;
- Avaliar as necessidades de adequação da base regulatória e de impactos comerciais, por meio do teste de metodologias e de políticas operativas;
- Avaliar os impactos nas distribuidoras e transmissoras devido às maiores necessidades de flexibilidade operativa, manobras mais rápidas e maiores disponibilidades de reserva e serviços ancilares.

2.3 Preço por oferta

No modelo de preço por oferta, também conhecido como *Loose Pool*, os geradores fazem as ofertas que irão formar a curva de oferta de energia do sistema. Por sua vez, os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo, essas ofertas passarão a compor a curva de demanda de energia do sistema. A interseção das curvas de oferta e de demanda define o preço da energia e os geradores que serão despachados, que são aqueles cujos preços ofertados são menores ou iguais ao preço da energia. A Colômbia e o Nordpool, são exemplo de mercados que adotam o modelo de formação de preço por oferta.

O mecanismo de formação de preço por oferta é um mercado competitivo em que os riscos são alocados aos vendedores, dessa forma o consumidor se beneficiaria da disputa entre diferentes vendedores que estariam tentando minimizar seus custos e diminuindo suas margens de lucro necessárias para cobrir, além dos custos de capital, os riscos (i) nível de demanda e preços de mercado; (ii) mudanças tecnológicas que podem tornar tecnologias obsoletas; (iii) decisões de gestão e manutenção dos ativos; e (iv) risco de crédito (Viana, 2018).

Nos países em que há uma estrutura competitiva na indústria de energia elétrica observa-se uma estrutura de competição nos segmentos de geração e comercialização. A teoria microeconômica, preconiza condições fundamentais para caracterizar um mercado como perfeitamente competitivo (Varian, 2005) *apud* (Castro, et al., 2017):

- i. O mercado deve ter grande número de produtores e compradores para que nenhum deles tenha poder de mercado;
- ii. Como nenhum agente pode influenciar o preço, eles são apenas tomadores de preço, podendo somente decidir o quanto desejam produzir;
- iii. Há um produto homogêneo;
- iv. Não existem barreiras à entrada nem à saída no mercado;
- v. Existe livre mobilidade dos fatores de produção, capital e trabalho, em todas as empresas e na indústria como um todo;
- vi. Todos os agentes sempre possuem exatamente a mesma informação para tomar suas decisões.

De acordo com (Biggar, et al., 2014), não se observa a competição perfeita¹ nos segmentos de geração e comercialização, sendo o oligopólio² a estrutura mais comum nesse tipo de indústria. O grande desafio é, então, criar várias destas condições para que o resultado do mercado seja o mais próximo possível do que seria em concorrência

¹ Ocorre em um mercado em que há uma grande quantidade de vendedores e compradores. Esse cenário favoreceria o equilíbrio natural dos preços pela relação entre oferta e demanda.

² É um sistema que caracteriza um mercado onde existem poucos vendedores para muitos compradores

perfeita. Nos segmentos de transmissão e distribuição, por serem monopólios naturais, ainda prevalece a regulação por meio de tarifas.

Assim, para que o mecanismo de formação de preço por oferta opere adequadamente, faz-se necessário um grande número de compradores e vendedores, além de ferramentas para que os consumidores possam comparar os preços e os serviços oferecidos pelos diferentes fornecedores. Logo, outro desafio importante do mecanismo é tornar o consumidor sensível aos preços do mercado à vista.

Em uma abordagem de preço por oferta, há a opção de se adotar um mecanismo híbrido, tais como os empregados nos mercados de energia do México e do Vietnã. Nesses mercados os agentes de geração submetem as suas ofertas (despacho por preço), contudo essas ofertas devem estar dentro de uma certa tolerância dos custos que foram previamente estimados centralizadamente (despacho por custo) (Barroso, 2018).

No mercado com despacho centralizado e formação de preço por oferta (*loose pool*) todos os agentes podem ofertar preços e quantidades, de maneira que a ordem de mérito é construída sem necessidade de um modelo computacional. O preço de equilíbrio entre oferta e demanda é o preço de liquidação do mercado (Calabria, 2015).

2.3.1 Vantagens e desvantagens

Dentre as características intrínsecas do mercado de preço por oferta, podem ser citadas:

- Diminuição da capacidade de regulação do Estado;
- Os preços do mercado de energia elétrica ficam menos sujeitos à interferência política;
- Preços são definidos competitivamente por compradores e vendedores;
- Captura melhor a aversão a risco dos agentes.

A redução da capacidade de regulação do Estado é extremamente desafiadora em mercados nos quais os reguladores e os formuladores de políticas estão habituados a usar as tarifas de energia como ferramenta política, como por exemplo para o combate da inflação, com tarifas que não refletem plenamente a evolução dos custos (Viana, 2018).

Em um mercado competitivo, uma agência reguladora deve evitar um processo de intervenção regulatória contínua nos preços e contratos. A agência reguladora, nesse caso deveria ter um viés fortemente econômico e de competição, uma vez que passa a ser necessário o monitoramento de práticas anticompetitivas dos vendedores e a disponibilização de serviços dos vendedores para todos os consumidores (Viana, 2018).

O despacho por oferta incorpora a diversidade de percepções dos agentes com relação às incertezas futuras na oferta, demanda, preços de combustível e condições hidrológicas. Essa variedade de percepções leva, por sua vez, a uma heterogeneidade de ações que pode contribuir para uma operação mais robusta do sistema diante de eventos inesperados (EDP, 2017).

Neste contexto, é interessante destacar estudos empíricos que apontam ineficiências produtivas em mercados de predominância hidráulica que adotam oferta de preços, em relação ao despacho por custo, o que se deve às restrições de *unit commitment* (Philpott, 2010).

2.3.2 Exercício de poder de mercado na formação de preços

No ambiente de despacho por oferta de preços, um dos principais desafios a serem enfrentados é o exercício do poder de mercado, definido como a habilidade de uma empresa em aumentar seu lucro, elevando preços unilateralmente acima do nível competitivo (Mas-Colell, 1995). O trabalho de (Munoz, 2018) detalha esta questão, apresentando casos reais em que há evidências empíricas de sua existência em mercados de energia por oferta de preços nos Estados Unidos (Califórnia, PJM e New England). Em contraste, os autores discutem sobre a existência de poder de mercado mesmo quando se adota o despacho por custo, muitas vezes devido a decisões de investimento no mercado, o que é demonstrado numericamente, além de outros fatores como possibilidade de arbitragens nas taxas de indisponibilidade, evento de difícil verificação pelo regulador (Harvey, 2004).

Outra frequente abertura para o exercício de poder de mercado em despacho por oferta ocorre em condições de stress do sistema, como congestionamentos na rede, baixa liquidez no mercado e manutenções de unidades geradoras ou linhas de transmissão (Munoz, 2018).

Embora os mercados de despacho por oferta, em geral, permitam maior poder de mercado, é comum nesses ambientes a existência de uma entidade específica para monitoramento, que adota técnicas de mitigação deste efeito (Munoz, 2018) como: i) testes de conduta e impacto; ii) testes estruturais. Enquanto o primeiro conjunto de testes monitora se os lances apresentam desvios incomuns em relação a alguma normalidade, acionando um mecanismo para redefini-lo para um lance padrão. O outro conjunto de testes consiste em monitorar o exercício de poder de mercado em congestionamentos, aplicando um lance padrão, caso o número de fornecedores diante deste congestionamento seja inferior a um número pré-estabelecido. Outro caso de monitoramento envolve a vigilância de padrões de lance no longo prazo, verificando se os agentes realizaram lances não-rationais, aplicando penalidades caso o comportamento tenha explorado do mecanismo de formação de preços. Adicionalmente há estudos de *benchmark*, muitas vezes utilizando simulações de despacho por custo,

técnica adotada também no sistema neozelandês (Philpott, 2016) e em mercados do Estados Unidos (Bushnell, 2008).

A formação de preços de energia elétrica no mercado foi tratada por (Littlechild, 2018) ao analisar preocupação do Parlamento Britânico sobre o poder de mercado das companhias.

Ao considerar que diferenças de preços são normais em mercados competitivos, ele afirma que em alguns mercados varejistas de energia o menor preço é geralmente considerado como "o preço do competidor" do momento e os demais preços são tratados como excessivos, sendo esta uma forma de explorar o poder de mercado. Esse comportamento trata-se de uma distorção, pois o que importa é a viabilidade dos preços no momento da contratação, motivo pelo qual se estabelece o *price cap* e os investidores verificam se o modelo de negócios é sustentável.

Assim, no caso britânico (Littlechild, 2018) propôs uma solução para a indústria elétrica: as seis grandes companhias de distribuição já estabelecidas poderiam ceder clientes para novos operadores, aumentando assim a concorrência do mercado.

Dessa forma, as seis maiores distribuidoras poderiam montar subsidiárias com um número de clientes (ex.: 10%) e os novos operadores poderiam adquiri-las a preços de mercado, numa negociação de ativos. Essa solução já foi adotada na geração, em que dois grandes geradores (National Power e PowerGen) aceitaram um convite para vender 10% da capacidade total para novos operadores.

2.3.3 Operação do sistema em condições de oferta de preço

O mecanismo de oferta de preço pressupõe uma pilha de recursos disposta em ordem crescente de preço, sendo utilizada conforme a demanda, sendo o preço definido pelo preço do recurso mais caro utilizado.

O parque gerador do SIN, fortemente interligado, cuja capacidade instalada se compõe de 68% de hidroeletricidade, 22% de termoeletricidade e 10% de usinas eólicas e fotovoltaicas (PEN, 2019), tem requisitos de operação que levam em conta esta característica, não necessariamente coincidentes com a operação de acordo com a oferta de preços.

Pela alta e crescente participação das fontes eólica e solar, é necessário ter níveis de armazenamento nos reservatórios que permitam o uso do CAG das maiores usinas para firmar esta energia. A composição da curva de custos variáveis unitários (CVUs) das usinas termoelétricas, por sua vez, tem uma inflexão, a partir do qual as usinas térmicas se tornam antieconômicas, agregando pouca energia, devendo seu uso ser evitado. Ao mesmo tempo, em épocas de abundância hídrica, são buscadas condições de armazenamento que mitiguem a energia vertida.

Embora o mecanismo de despacho por oferta de preços possa ser compreendido como um desafio para a operação e segurança energética em sistemas de predominância hidrelétrica, no qual o operador do sistema estaria submetido somente às regras de mercado, há exemplos que demonstram a viabilidade de se conciliar ambas as necessidades de formação de preços e operação do sistema. Em ordem crescente de aderência da operação à oferta de preços, tem-se, entre outras, as seguintes abordagens:

- O convívio pode se dar em ambientes distintos para formação de preços e operação do sistema, podendo o primeiro adotar despacho por ofertas e o segundo por custo, tema tratado neste documento, destacando-se a contribuição de (Calabria, 2018).
- De forma a buscar o balanceamento entre a estratégia adotada pelo planejamento da operação e a oferta de preços, outra possível abordagem é o Operador definir, a cada período, faixas de armazenamento, com valor máximo e mínimo de energia armazenada por reservatório equivalente de energia, em que o sistema poderia ser livremente gerenciado por oferta de preços.
- Outra abordagem se constitui no Operador tendo o papel de desagregar o bloco hidráulico, que é constituído pela soma das ofertas dos geradores hidráulicos.
- Em uma abordagem de maior aderência entre a operação e a oferta de preços, o Operador passa a ser somente um operador da rede que cuida do balanceamento entre carga e geração, considerando as restrições da rede e de segurança energética para assegurar o atendimento energético em condições hidrológicas adversas. Neste último quesito, tem-se dois exemplos: (a) o sistema da Nova Zelândia adota curvas de risco hidrelétrico (Transpower, 2019)³, que em caso de violação acionam mecanismos de incentivo a redução do consumo de energia elétrica (Philpott, 2016); e (b) o sistema colombiano, em que os contratos de energia preveem um mecanismo de obrigação de entrega física de energia em momentos em que o preço excede um valor limite, (Philpott, 2016).

2.3.4 Alternativa de adaptação do MRE para um modelo de preços por oferta – *slicing*

Uma metodologia de formação de preço foi proposta em (Lino, et al., 2003), que investigou a ineficiência do escalonamento hidrológico de usinas sob esquema de licitação. O artigo demonstrou que o despacho baseado no mercado de usinas hidrelétricas, sob um mercado perfeitamente competitivo, converge para o seu despacho ótimo de menor custo. Além disso, demonstrou que o mecanismo de realocação de energia (MRE) e Garantia Física (GF) não fornecem o incentivo correto para que os reservatórios a montante regulem a sua produção a jusante, causando assim, uma distorção operacional.

Assim, os autores propõem uma adaptação do MRE para oferta de preços da seguinte forma: a) Ao invés de repartir a produção de energia *ex-post*, reparte-se a

³ <https://www.transpower.co.nz/system-operator/security-supply/hydro-risk-curves>

energia afluenta *ex-ante* em proporções à sua garantia física; b) Geradores hidrelétricos teriam contas virtuais de energia, e poderiam ofertar a partir destas contas.

Em outras palavras, cada hidrelétrica é cotista da produção de todas as hidrelétricas conectadas no sistema, de modo que a cota de cada hidrelétrica é proporcional à sua garantia física.

Outra proposta de aprimoramento é a criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA), análogo ao existente Mercado Atacadista de Energia, com o objetivo de comercializar a água do sistema. A correção do pagamento à vista, através do MAA, permite que a operação baseada em lances em uma cascata convirja para sua operação de menor custo, desde que os agentes sejam tomadores de preço, ou seja, que não tenham a capacidade de exercer poder de mercado.

2.4 Modelo híbrido oferta-modelo

(Calabria, et al., 2018) propõem um modelo de mercado em substituição ao modelo atual brasileiro em que o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) seria substituído por um mercado de curto prazo chamado de modelo de reservatório virtual, em que a gestão de reservatórios (virtuais) é responsabilidade de cada hidrelétrica: estas podem economizar água de acordo com suas próprias percepções de risco, mantendo os níveis atuais de eficiência e segurança, e realizando ofertas virtuais de geração no mercado de curto prazo.

Apesar de o despacho (inclusive o hidráulico) continuar sendo realizado de forma centralizada pelo operador do sistema de maneira a minimizar o custo de operação das termelétricas, e o custo de oportunidade do uso da água. Concomitantemente, as ofertas virtuais das hidrelétricas, que podem virtualmente manejar seus recursos hídricos de forma independente, passam a formar preços.

Os resultados do trabalho sugerem que os preços de mercado mensais de curto prazo finais podem diminuir substancialmente em comparação com os preços atuais, ao passo em que se mantém a gestão de risco sobre os recursos hídricos.

Uma alternativa, apenas usinas térmicas fariam ofertas de preços e quantidades, enquanto usinas hidráulicas apenas indicariam sua disponibilidade. Essa abordagem é favorável em sistemas hidrotérmicos, uma vez que leva em consideração o custo de oportunidade do uso da água das hidrelétricas. Para esse caso, é necessário executar um modelo computacional que otimize o despacho com base no custo de operação do sistema (Calabria, 2015).

2.5 Granularidade temporal

Quanto menor a granularidade temporal dos preços, maior a sua aderência à realidade operativa do sistema. Preços com intervalos menores capturam melhor as flutuações de natureza estocástica do sistema, como a intermitência de fontes renováveis e dinâmica de comportamento da carga.

Teoricamente, o extremo da granularidade temporal é aquele em que os preços são formados e publicados em tempo real, a cada minuto. Enquanto esse cenário é o melhor em termos de eficiência econômica, apresenta deficiência no que se refere à previsibilidade dos preços ao mercado (Borenstein, 2002).

Enquanto boa parte dos países e mercados de energia tem formação de preços horária (como, por exemplo, Chile, México, Colômbia, Itália e Nord Pool), outros têm uma granularidade ainda menor.

É o caso, por exemplo, dos seguintes países/mercados:

Nova Zelândia – operação, formação de preços e despacho são semi-horários (Electricity Authority, 2019);

Panamá – operação e formação de preço de 15 em 15 minutos. A contabilização é semi-horária, e utiliza o maior dos dois preços da meia-hora (se a razão entre os dois preços for maior ou igual a 2:1) ou a média ponderada pela carga de cada preço da meia-hora (se a razão entre os dois preços for maior que 2:1) (CND - Centro Nacional de Despacho);

Austrália – operação e formação de preço de cinco em cinco minutos. A contabilização é semi-horária e utiliza a média simples dos seis preços da meia-hora (na Austrália pretende-se passar, a partir de 2021, a um intervalo de contabilização também de 5 minutos) (AEMC, 2019);

Mercado canadense de Alberta – o despacho e as ofertas de preço são realizados de 1 em 1 minuto. A contabilização é horária, e utiliza a média simples dos 60 preços da hora (AESO, 2018).

Vale destacar a relação intrínseca entre a granularidade dos preços e o horizonte de precificação no que tange à aderência dos preços à realidade operativa: quanto mais distante no tempo o horizonte de precificação (por exemplo, semanal ou mensal), menor o valor da granularidade dos preços, uma vez que o valor esperado dos preços calculados em intervalos pequenos para um horizonte distante no tempo é pouco preciso. Isto é, só se consegue capturar a variação instantânea das condições do sistema numa granularidade temporal baixa se o horizonte de precificação for pouco distante do momento em que se determinam os preços (Borenstein, 2002).

Ainda de acordo com (Borenstein, 2002), em mercados com formação de preços em tempo real (que podem ser tanto os de dia-seguinte quanto os intradiários), a formação de preço intradiária (geralmente calculada com antecipação de 15 a 90 minutos) é a que agrega maior valor em termos de eficiência econômica, uma vez que os preços melhor representam a real situação oferta/demanda do mercado. Os preços calculados para o dia seguinte capturam, em média, apenas 45%-50% da variação de mercado que os preços intradiários capturam.

No entanto, (Borenstein, 2002) destaca que os ganhos de maior precisão na formação de preços só são aproveitados quando a resposta da demanda consegue atuar de acordo com o sinal econômico. Desta maneira, programas de resposta da demanda são adequados para mercados com formação de preços contundente e que permite variações abruptas de preço.

2.6 Limites de preço no mercado de curto prazo

O estabelecimento de limites máximos e mínimos é realizado em diversos mercados. No Brasil, o PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 633/14. De acordo com essa Resolução, o piso do PLD é definido com base no maior valor entre: i) o calculado com base na Receita Anual de Geração RAG - das usinas hidrelétricas em regime de cotas; e ii) as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte. Para o ano de 2019, esse valor é de 42,35 R\$/MWh. Já o teto do PLD é calculado com base no CVU mais elevado de uma UTE em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR, definido no PMO de dezembro. Em 2019, esse valor corresponde a 513,89 R\$/MWh (CCEE, 2019).

Mercados com formação de preço por oferta, devido à baixa elasticidade preço-demanda do mercado de energia, são mais suscetíveis ao exercício de poder pelos geradores. Uma maneira de limitar o exercício desse poder é por meio da definição de limites de preços. Assim, o controle do poder de mercado se baseia no limite de ofertas de preços pelos geradores quando o mercado não é competitivo, de maneira a garantir que a oferta reflita os custos do gerador (PJM, 2019).

No mercado NordPool, os limites mínimo e máximo de preços do mercado de dia seguinte são, respectivamente, de - 500 €/MWh e 3000 €/MWh (NordPool, 2014).

Nos EUA, alguns mercados procedem com limites de preços enquanto outros, com limites de ofertas. Quanto aos limites de ofertas, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) determina, para os mercados sob sua jurisdição, que ofertas de preços acima de 1000 US\$/MWh sejam revisadas antes de formar preço, enquanto ofertas acima de 2000 US\$/MWh não formem preço. Os mercados MISO, IESO-NE e CAISO, por exemplo, têm um teto de 1000 US\$/MWh (não há limite mínimo de ofertas, mas alguns

mercados os especificam: os mercados CAISO e ISSO-NE têm pisos de - 150 US\$/MWh, e os mercados MISO e SPP têm pisos de - 500 US\$/MWh) (PJM, 2019).

O mercado ERCOT, que não está sob a jurisdição da FERC, tem uma oferta máxima de 9000 US\$/MWh, e um piso de - 250 US\$/MWh, relacionadas ao custo de corte de carga. Quanto aos limites de preços, não há especificação por parte da FERC, e cada mercado pode delimitar os seus valores mínimo e máximo. O mercado MISO, por exemplo, delimita um valor máximo equivalente ao custo de déficit (valor atribuído à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica) de 3500 US\$/MWh (PJM, 2019).

Na Austrália, a Australian Energy Market Operator (AEMO), define valores bem mais elevados de piso e de teto, revisados a cada quatro anos. Desde 2017, esses valores são 14200 A\$/MWh de teto e - 1000 A\$/MWh de piso. Esses valores elevados permitem uma boa sinalização de preço ao mercado (AEMO, 2018).

No entanto, para garantir a segurança do mercado, esses preços valem por apenas um tempo delimitado, para evitar danos econômicos prolongados aos agentes do setor. Após esse período, procede-se aos períodos de preços administrados (APP, na sigla em inglês), limitando os preços até que esses reduzam naturalmente. Isso é feito em duas possíveis situações:

- i. Durante um intervalo de comercialização em que a soma dos preços spot dos 7 dias anteriores atinge o limite de preços cumulativos (*Cumulative Price Threshold* - CPT), ou
- ii. Durante um intervalo de despacho no qual a soma dos preços de serviços ancilares nos 7 dias anteriores excede por seis vezes o CPT.

Em 2019, o valor do CPT é de 221.100 A\$/MWh, equivalente a um preço spot médio de 658,04 A\$/MWh por 7 dias consecutivos ou 336 intervalos semi-horários de contabilização. No primeiro caso, os limites são aplicados ao preço de despacho; no segundo, a todos os serviços ancilares. Atualmente, os preços-teto estão definidos em 300 A\$/MWh, e os preços-piso, em - 300 A\$/MWh. Uma vez iniciado, o APP dura no mínimo até o final do dia em questão, e no máximo até 400 horas (AEMO, 2019).

Na Nova Zelândia, em situações de escassez de energia (corte de carga) são acionados os limites mínimo e máximo de preços spot. Quando a precificação de escassez é acionada, se o preço à vista médio ponderado de geração (média dos 6 preços a cada 5 minutos, durante o intervalo de precificação de meia hora) for inferior a 10.000 NZ\$/MWh, todos os preços serão aumentados para que o preço à vista da média ponderada da geração atinja 10.000 NZ\$/MWh. Se esse valor for superior a 20.000 NZ\$/MWh, todos os preços serão reduzidos para baixo, de modo que o preço à vista médio ponderado de geração seja de 20.000 NZ\$/MWh.

Um mecanismo de *stop-loss* interrompe a aplicação da precificação de escassez se o preço médio nos últimos 336 períodos de negociação for superior a 1.000 NZ\$/MWh.

Se o preço médio exceder esse limite, serão aplicados processos normais de precificação. Os preços após a resolução de infortúnios causados por uma escassez de reserva são limitados ao mais alto de: i) três vezes o preço mais alto de oferta de energia programada; e ii) a oferta mais cara programada do produto de reserva que é curto (Electricity Authority, 2018).

2.7 Resposta da demanda

A resposta da demanda trará aos consumidores de energia elétrica maior poder e conhecimento sobre o seu consumo de energia, fazendo com que deixem de ser coadjuvantes no mercado de energia elétrica e passem a ter participação ativa no futuro do sistema energético (Muller, 2016).

De acordo com (EPE, 2019), os programas de resposta da demanda podem ser divididos em dois grandes grupos conforme o tipo de sinalização que é dada ao consumidor: baseados em preços e baseados em incentivos. A resposta da demanda baseada em preços refere-se à mudança no perfil de uso da energia devido às alterações no preço ao longo das horas do dia. Deste modo, o consumidor desloca o uso da energia para momentos em que o preço é mais baixo e diminui a utilização nos instantes em que o preço está mais caro. Já a resposta da demanda baseada em incentivos oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em momentos críticos do sistema, quando a oferta esteja escassa ou quando há queda da confiabilidade. São produtos despacháveis, ou seja, são acionados através de uma ordem de despacho do operador. Este mecanismo é oferecido à parte do modelo de tarifação e pode ocorrer ao mesmo tempo em que o consumidor esteja sob tarifação dinâmica.

Os programas por incentivo inserem a resposta da demanda como ofertante nos mercados atacadistas, como de energia, capacidade e serviços ancilares. Buscando cada vez mais uma abordagem neutra em relação a diferentes tecnologias, os mercados tratam a resposta da demanda como mais uma tecnologia, que se soma a diferentes formas de geração e armazenamento para prover serviços (EPE, 2019).

A resposta da demanda baseada em incentivos pode ser contratada e formar preço. A seguir são listados dois exemplos: em mercados de energia e em mercados de capacidade.

Um exemplo deste mercado é o programa do tipo *Demand Bidding*, realizado pelo PJM, que busca integrar a resposta da demanda como ofertante no mercado atacadista de energia, em igualdade de condições com outras tecnologias ofertantes, como de geração e armazenamento. No caso do PJM, a demanda faz uma oferta de preço e é despachada por mérito econômico, deslocando geradores mais caros, e é inclusive formadora de preço. Quando despachado, o agente reduz sua demanda em relação a uma linha base e é remunerado ao preço spot (EPE, 2019).

Mercados de capacidade são mecanismos de adequabilidade da geração, que em geral envolvem o pagamento de uma receita fixa por um prazo determinado, para incentivar a existência de capacidade suficiente, tanto nova quanto existente, como um complemento à receita obtida com a venda de energia. Apesar de idealizados para a geração, esses mercados cada vez mais admitem outras tecnologias, como armazenamento, interconexões e resposta da demanda. Também no PJM, este modelo de resposta da demanda é contratado como recurso de capacidade em leilões com três anos de antecedência, nos quais compete com geração nova e existente. Assim como no mercado de energia, o preço da capacidade é locacional, para refletir limitações no sistema de transmissão. Além de receber a receita fixa, a resposta da demanda contratada por capacidade passa a ser um recurso de emergência⁴ no despacho e também recebe o preço *spot* quando é despachado, que em geral é o preço-teto, já que se trata de uma situação de emergência.

Os dois exemplos acima são exemplos de mercados com formação de preço por oferta, mas a resposta da demanda pode participar também de mercados com formação de preço por custo, como, por exemplo, é atualmente utilizado no Brasil, no projeto piloto de resposta da demanda. Ou seja, os consumidores participantes declaram suas ofertas *ex-ante* à formação de preços pelo modelo computacional, deslocando térmicas fora da ordem de mérito, fazendo com que o atendimento a demanda seja realizado de forma mais econômica. Além disso, ajustes nos modelos computacionais utilizados podem ser feitos de modo que esse recurso também participe da formação de preço.

Diferentes ajustes regulatórios para incentivar a resposta da demanda, incluindo medidas legais e infralegais, são delimitados no relatório do subgrupo “Inserção de Novas Tecnologias”.

3 Processo licitatório para fornecimento de modelos computacionais

Atualmente no setor elétrico brasileiro, tanto a formação de preços quanto as decisões de despacho pelo operador do sistema (ONS) são fornecidas por simulações computacionais cujo objetivo é minimizar os custos de operação, a partir de parâmetros econômicos e técnicos definidos por contratos ou auditados pela agência reguladora. Esta abordagem é denominada por despacho por custo.

Neste contexto, é necessária uma modelagem computacional, acessível a todos os agentes do mercado, que no caso brasileiro, dada sua predominância hidrelétrica e capacidade de regularização plurianual, compreende uma cadeia de modelos computacionais, que contempla a resolução do problema de planejamento em etapas para o horizonte de 5 anos (NEWAVE), que por sua vez, fornece as funções de custo futuro para a simulação de horizonte em etapas semanais (DECOMP), responsável por

⁴ O termo recurso de emergência é usado para qualificar os recursos contratados no mercado de capacidade do PJM, mas não se confunde com o programa de emergência de resposta da demanda também descrito em (EPE, 2019).

calcular os preços no mercado de curto prazo de energia, sendo ambos os modelos desenvolvidos e mantidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel).

No arranjo regulatório descrito, para cada aprimoramento na cadeia de modelos, é necessário um processo de validação, envolvendo as diversas instituições do setor (CCEE, ONS, ANEEL, MME e EPE) e os demais agentes do mercado.

Entretanto, ao se adotar uma solução dedicada ao setor elétrico brasileiro, tem-se que o custo de implementação e validação de novas funcionalidades é alocado integralmente aos agentes do mercado brasileiro. Porém, identificam-se soluções que atendem o mercado global com complexidade ou superior que podem atender requisitos atuais e futuros do sistema brasileiro, sendo possível, neste cenário, aproveitar de todo esforço já dispendido em implementação e validação dessas ferramentas.

Desta forma, o presente capítulo abordará os benefícios, os desafios e os exemplos internacionais em se realizar um processo licitatório para fornecimento de ferramentas computacionais para formação de preços no mercado de energia elétrica brasileiro.

3.1 Pesquisa de mercado

A EPE, em 2018, conduziu um processo licitatório para aquisição de ferramentas computacionais, com recursos do Projeto META⁵, com objetivo de aperfeiçoar a representação e a qualidade dos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. O termo de referência do processo especificou uma solução que permitisse os tipos de simulação a seguir:

1. Planejamento da Expansão
2. Planejamento da Operação
3. Simulação do Despacho Horário
4. Análises de Confiabilidade

Cumpra-se destacar que dentre os tipos de simulação citados, as opções 2 e 3 também são aplicáveis à formação de preço de curto prazo.

Após a homologação do processo licitatório, via pregão eletrônico⁶, a EPE celebrou contrato com a empresa PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA, cuja solução tecnológica contempla os programas computacionais: OPTGEN (planejamento da expansão), SDDP (planejamento da operação e simulação do despacho horário), CORAL (análises de confiabilidade) e ePSR (gerenciamento de casos de estudo). O

⁵ O Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – Projeto META, objeto do Acordo de Empréstimo nº 8095/BR do Banco Mundial, teve vigência até 31/12/2018, e permitiu o desenvolvimento de ações/subprojetos com o objetivo de ampliar e consolidar os avanços de setores estratégicos vinculados ao MME.

⁶ Pregão eletrônico PE.EPE.003/2018: <http://www.epe.gov.br/pt/a-epe/acesso-a-informacao/licitacoes-e-contratos/pe-epe-003-2018>

valor total do contrato foi de R\$ 638 mil, contemplando o um período total de 3 anos para fornecimento de suporte, manutenção e atualizações.

Ainda no contexto do processo licitatório, previamente a publicação do Edital, a equipe da EPE procedeu uma pesquisa de mercado, buscando potenciais fornecedores que atendessem os requisitos, considerando a complexidade do sistema brasileiro (predominância hidrelétrica, incerteza hidrológica, etc.). A partir desta pesquisa também foi possível identificar também quais seriam os potenciais fornecedores de modelos computacionais considerando as duas abordagens para formação de preço: despacho por custo ou por oferta de preços. A tabela a seguir sumariza o resultado da análise do material disponibilizado pelos fornecedores:

Empresa	Resposta a pesquisa	Produto para formação de preços	
		Despacho por Custo	Despacho por Oferta
ABB	Não	-	-
Cepel	Sim	Sim	Sim (com ajustes viáveis)
CESI	Sim	Não	Sim
Energy Exemplar	Sim	Sim	Sim
Engenho	Sim	Não	Não
ICF	Não ⁷	Não	Sim
NREL	Não	-	-
PSR	Sim	Sim	Sim
Siemens PTI	Sim	Não	Não
SINTEF	Não	-	-
SPEC	Sim	Sim	Sim

Conforme pode-se observar na tabela acima, foi possível identificar quatro fornecedores tem capacidade de fornecer ferramentas computacionais para formação de preços no mercado brasileiro, diante de sua complexidade e, caso se opte pelo despacho por oferta, é possível considerar outros dois fornecedores, pois, dado o fato de que a informação sobre o “valor da água” seria fornecida pelos agentes de mercado, reduziria o custo computacional de construir essa função para um horizonte consideravelmente longo.

Outro quesito importante nesta avaliação é o formato de licenciamento que os programas computacionais são oferecidos:

- Software como produto (aquisição): licenças de uso perpétuo são adquiridas (custo médio de US\$ 40 mil/licença) e caso o usuário deseje manter o software

⁷ Apesar do fornecedor ICF não ter respondido a pesquisa, foi possível obter a

constantemente atualizado, é necessário celebrar contratos de manutenção (em média US\$ 8 mil/licença)

- Software como serviço (assinatura): licenças tem validade por um período pré-estabelecido, após o término da vigência do contrato não é possível mais utilizá-las, sendo garantido o fornecimento de atualizações, manutenção e suporte durante o período contrato (custo médio de US\$ 25 mil/ano).

Destaca-se que cada licença contratada permite uma execução do software por vez.

Complementarmente, a pesquisa de mercado também identificou outras funcionalidades, que hoje não existem plenamente na cadeia de modelos vigentes do mercado brasileiro, são disponibilizados por estes fornecedores, tais como:

- Representação detalhada da rede elétrica com perdas via fluxo DC, eventualmente AC
- Usinas hidrelétricas individualizadas
- *Unit Commitment*
- Granularidade temporal até a escala de minutos
- Distintos horizontes
- Computação em Nuvem
- *Solvers* comerciais embutidos
- Interfaces gráficas (GUI)
- Integração com sistemas de banco de dados
- Acesso a bibliotecas para automatizações em linguagens de alto nível (Python, C#, etc)

3.2 Experiências internacionais

Ao longo do processo licitatório conduzido pela EPE, foram identificados processos semelhantes ocorridos em outros países, por entidades/empresas para elaborar seus planejamentos de longo prazo. A tabela a seguir sumariza as principais características dessas instituições/empresas e dos respectivos processos licitatórios:

Empresa/Instituição	Principais características do processo licitatório
Ente Operador Regional – EOR (América Central)	<ul style="list-style-type: none"> • Planejamento de médio e longo prazo G-T, simulação do mercado, avaliação econômica e análise de riscos • Despacho por mínimo custo • Código-fonte aberto opcional (solução final contratada foi por código fechado) • Cronograma de desenvolvimento (300 d.u.)
Genesys Energy (Nova Zelândia)	<ul style="list-style-type: none"> • Incerteza hidrológica • Diferentes horizontes: diário, mensal, anual e até 20 anos

Empresa/Instituição	Principais características do processo licitatório
	<ul style="list-style-type: none"> • Ambas as opções: mínimo custo e oferta de preços • Código-fonte fechado
Manitoba Hydro (Canadá)	<ul style="list-style-type: none"> • 95% hidro (média), com 3 grandes reservatórios • Incerteza hidrológica • Minimização de custos, com estratégias e regras sofisticadas de operação dos reservatórios e curvas de oferta e preço para mercados externos • Código-fonte fechado
Northwest Power and Conservation Council – NWPCC (Oregon, Washington, Idaho e Montana – EUA)	<ul style="list-style-type: none"> • Reestruturação do software GENESYS desenvolvido pelo próprio NWPCC • Operação dos reservatórios por simulação em cenários específicos • Modelo de simulação da operação energética para avaliações de adequabilidade de suprimento (base horária) • Código-fonte aberto • Desenvolvimento completo: 432 mil US\$

Outro exemplo interessante é do CDEC-SING, responsável pela operação e formação de preços no mercado chileno, que disponibiliza os softwares PLP e PCP, em **código-fonte aberto**⁸, cuja manutenção é desenvolvido é conduzido por um centro de pesquisa independente. Destaca-se que a opção adotada pelo Chile é o despacho por custo, porém o modelo PLP é capaz de representar também o despacho por oferta.

Destaca-se que as soluções em código-fonte aberto ou exigem um investimento bastante elevado ou, como no caso chileno, são aplicáveis a sistemas de complexidade bastante inferior a do sistema brasileiro.

3.3 Conclusões

De maneira geral, o mercado global de fornecimento de modelos computacionais para formação de preço disponibiliza diversas soluções compatíveis com a complexidade do sistema brasileiro.

Ressalta-se que a opção por despacho por oferta, por exigir menor complexidade para obtenção dos “valores da água” permite que um número maior de fornecedores possa participar de uma eventual concorrência.

⁸ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion-modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/>

Outro ponto importante da pesquisa é o fato de se ter identificado poucas soluções em código-fonte aberto, sendo que ficou evidente um custo bastante elevado quando comparadas às soluções em código-fonte fechado, além do que, no caso chileno, a complexidade envolvida para resolução dos problemas ser bastante reduzida em relação ao caso brasileiro.

4 Experiência internacional

Para melhor compreender os diferentes níveis e estágios de desenvolvimento dos mercados internacionais de energia elétrica este capítulo faz uma breve apresentação sobre o tema para alguns países, com intuito de conhecer o grau de maturidade de cada mercado com relação ao processo de formação de preço, bem como as características da matriz energética, capacidade instalada e a granularidade temporal do preço. Nessa avaliação os países selecionados foram Chile, México, Colômbia, Nova Zelândia e o Nord Pool (Escandinávia).

4.4 Chile

A capacidade instalada do Chile é da ordem de 23,38 GW, o país possui três subsistemas independentes, são eles: (i) Sistema Elétrico Nacional (SEN) que é o sistema mais relevante do Chile e representa 99,3% da capacidade instalada do país, (ii) Sistema Elétrico de Aysen (SEA) com 63,64 MW de capacidade instala e o (iii) Sistema Elétrico de Magalhães (SEM) com 107,41 MW de capacidade instalada. Esses dois últimos sistemas são de pequeno porte, localizados na região sul do país e detém 0,7% da capacidade instalada do país. A Figura 4.1 apresenta os três subsistemas do Chile e a capacidade instalada do país por fonte.

Para cada sistema elétrico do Chile há um CDEC – *Centro de Despacho Econômico de Carga* – que é formado por empresas de geração, transmissão, distribuição e representantes dos clientes do mercado livre. O CDEC é responsável por preservar a segurança do serviço de eletricidade; garantir a operação do sistema ao menor custo; programar a operação diária do sistema elétrico; planejar a operação do sistema no médio e longo prazo; calcular os custos marginais; e determinar e valorizar as transferências de eletricidade entre seus membros (GESEL, GEPEA, CPFL, 2014).

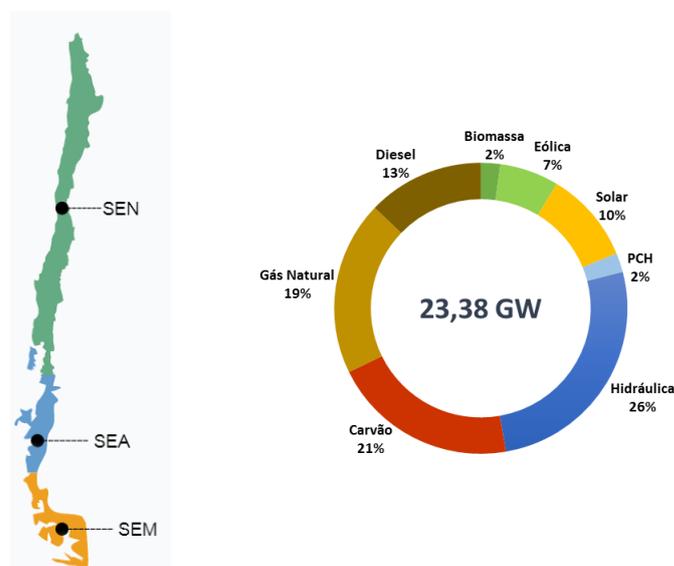


Figura 4.1 – Capacidade instalada do Chile

Fonte: (CNE, 2019)

O Chile é um dos pioneiros no processo de desregulamentação do setor elétrico e da criação do mercado atacadista de energia. Seu mercado é estruturado de modo competitivo, com investimentos privados na geração e de modo regulado e privado nos segmentos de transmissão e distribuição. A formação de preços é no formato *tight pool*, em que os onde os custos dos geradores são informados ao operador que comanda o sistema centralizadamente. Com relação aos investimentos, os geradores devem de forma privada realizar os estudos e decidir o tamanho e a localização onde serão realizados os investimentos. Os investimentos em transportes são coordenados centralizadamente por meio de indicação do Operador do Mercado (Viana, 2018).

4.5 México

O México gera energia principalmente por fonte térmica. Em 2017, a capacidade instalada de geração do México era de 75.685 MW, dos quais 70,5% correspondentes a usinas termelétricas convencionais e 29,5% de geração por fontes limpas, dentre as quais destacam-se hidráulica e eólica. Fontes como a nuclear e a solar fotovoltaica têm uma participação minoritária, assim como a tecnologia de cogeração (SENER - Secretaría de Energía, 2018).

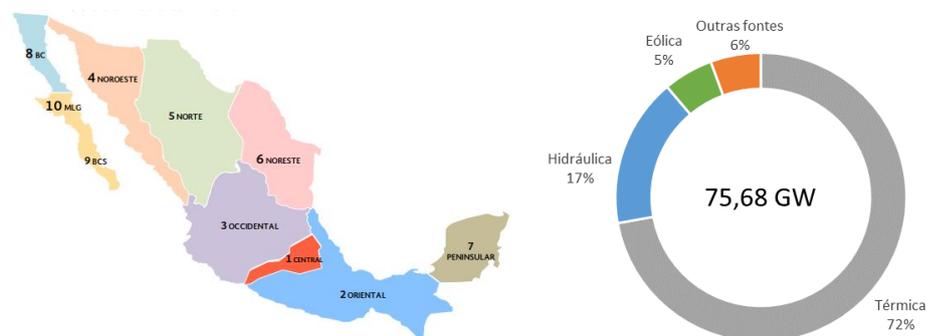


Figura 4.2– Capacidade instalada do México
Fonte: (SENER - Secretaría de Energía, 2018)

O desenho de mercado é operacionalizado pelo Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE), órgão público cujo objetivo é, entre outros, exercer o controle operacional do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e o funcionamento do mercado atacadista de eletricidade (MEM, na sigla em espanhol), inclusive com a liquidação dos contratos e do mercado de tempo real (CENACE, 2019).

O sistema elétrico é dividido em 10 sub-regiões de controle, e os preços spot são determinados de forma nodal (por barra). Assim como ocorre em outros países latino-

americanos, tais preços são calculados por meio de um modelo computacional, e definidos para o dia seguinte (*day-ahead*).

Diariamente, o CENACE recebe as ofertas de compra e venda de energia e utiliza o modelo matemático utilizado no processo de atribuição de unidades para realização do despacho econômico das unidades centrais de energia elétrica para cada um dos mercados. Como resultado deste despacho, o PML (preço marginal local) da energia é obtido para cada sistema interconectado e para cada mercado (CENACE, 2019).

O referido modelo de mercado mexicano entrou em vigor em 2014, após uma ampla reforma no setor elétrico mexicano, em que passou a permitir a participação de empresas privadas no processo de geração de energia elétrica e criou-se um mercado atacadista de eletricidade, permitindo que usuários qualificados comprassem eletricidade do fornecedor de sua escolha; ou seja, oferta de energia elétrica e demanda para cobertura. Esta reforma não contemplou a privatização da transmissão ou distribuição, mas criou o CENACE como novo órgão autônomo responsável pela operação do sistema (González, 2016).

4.6 Colômbia

A capacidade instalada da Colômbia é da ordem de 17,33 GW. A fonte hídrica tem grande expressividade na matriz energética, sendo responsável por 68% da oferta interna de energia. A fonte térmica, por sua vez, é responsável por 30% da oferta interna de energia do país. A Figura 4.3 apresenta o mapa do sistema interligado nacional e a capacidade instalada do país por fonte.

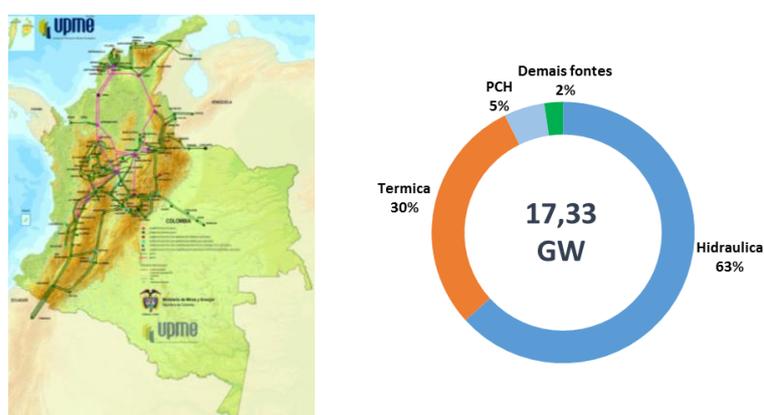


Figura 4.3 – Capacidade instalada da Colômbia
Fonte: (UPME, 2019), (ParatecXM, 2019)

A XM Compañía de Expertos en Mercados opera o Sistema Interligado Nacional (SIN) da Colômbia através do Centro Nacional de Despacho (CND) e administra o mercado atacadista de energia do país. O Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) é o órgão que registra as exportações, contratos de energia de longo

prazo; a liquidação, faturamento, cobrança e pagamento dos valores dos contratos e transações.

O mercado de energia colombiano está dividido em dois segmentos: mercado contratos bilaterais (longo prazo) e bolsa de energia (curto prazo). Na operação diária, a Colômbia faz uso de leilões para a operação e um modelo de formação de preços no formato *loose pool*. A operadora do mercado, respeitando alguns limites operativos de *grid*, realiza o encontro da curva de oferta com a demanda estimada e determina, assim, o preço do mercado *spot*. Quando necessário, o país também promove leilões para a contratação de usinas visando a aumentar a segurança do sistema, esses leilões são chamados *Subastas de Confiabilidad* (XM, 2019) (CREG, 2019).

Apesar de ser classificado internamente um mercado atacadista, muitos analistas consideram a Colômbia um mercado varejista, onde consumidores de alta tensão podem escolher livremente os fornecedores, sendo o único país da América Latina em que ocorre a competição no varejo (Viana, 2018).

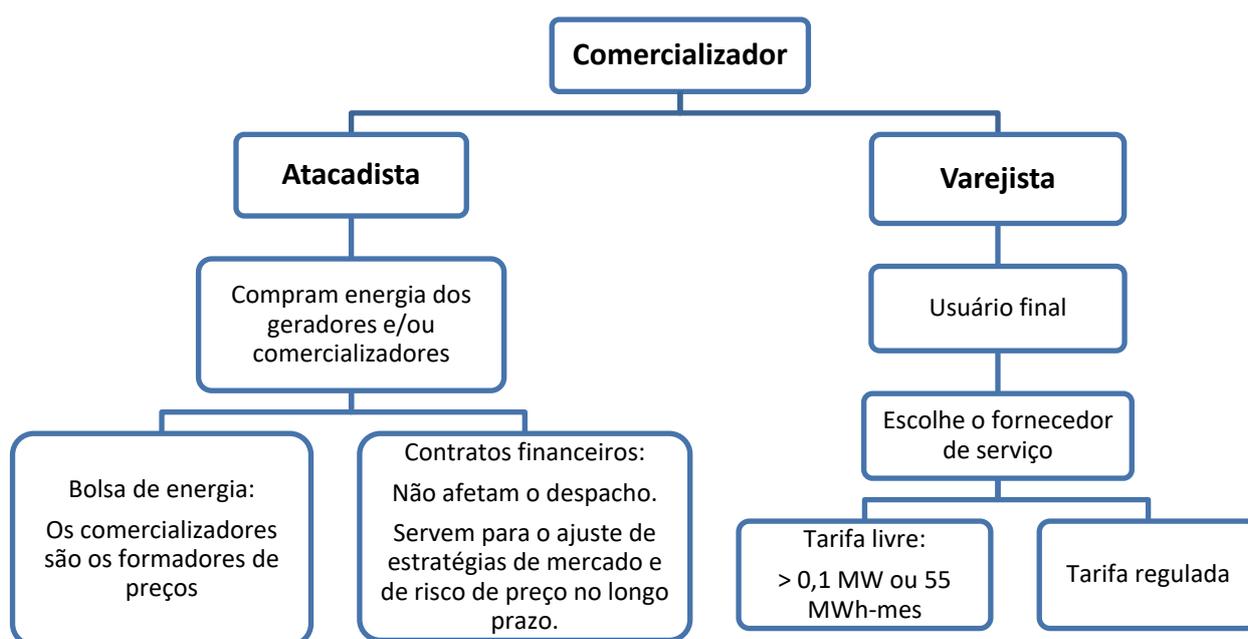


Figura 4.4 – Sistema de comercialização colombiano
Fonte: (CREG, 2019)

4.7 Nova Zelândia

O país possui um relevo montanhoso e é formado por duas grandes ilhas: Ilha Norte e Ilha Sul. A geração hidrelétrica fornece a maior parte da eletricidade. A geração geotérmica é cerca de 15% da geração de eletricidade. A geração eólica representa cerca de 5% da geração de eletricidade. A combustão de carvão, petróleo e gás fornece

eletricidade de base, *backup* e pico e compreende cerca de um quarto da geração do país (Ministry of Business, Innovation and Employment, 2019).

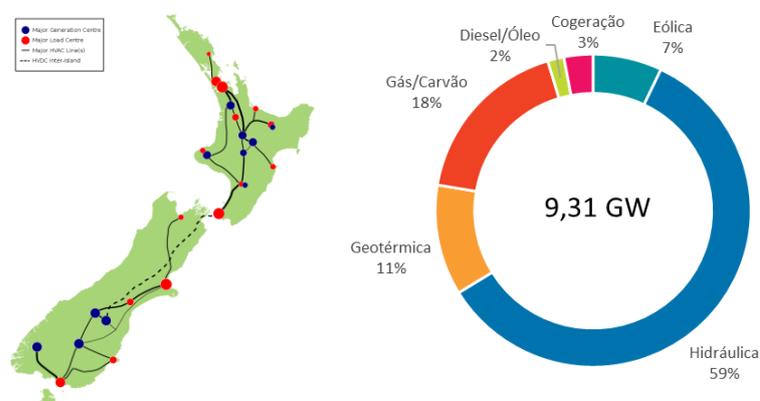


Figura 4.5 Capacidade instalada da Nova Zelândia
Fonte: (Transpower, 2019)

A Transpower, empresa estatal detentora e operadora do sistema elétrico nacional, recebe dos Geradores e Compradores suas ofertas ou lances e com essas informações determina a programação e o despacho (Transpower, 2019).

O sistema de informações e negociação no atacado (WITS, na sigla em inglês) é usado pelos agentes do mercado para fazer seus lances e ofertas. Os lances e ofertas são validados e enviados ao operador do sistema para uso no processo de programação e despacho. O operador usa um sistema de organização para classificar as ofertas, selecionando a combinação de recursos de menor custo para atender à necessidade. Quando os preços da eletricidade (preços previstos) e as quantidades foram calculados, o operador do sistema os envia de volta para o WITS para publicação (Electricity Authority, 2019).

Os preços spot da eletricidade se dividem em quatro categorias:

- **Previsão:** calculados usando o modelo de programação, preço e despacho. Este modelo leva em consideração o estado esperado do sistema elétrico, as ofertas dos geradores e dos compradores e as ofertas de demanda despachável. Os preços de previsão são calculados para cada nó a cada meia hora, até 36 horas antes. O sistema elétrico conta com 52 nós de geração e 196 nós de carga.
- **Provisórios:** calculados depois que a eletricidade foi gerada e consumida, podendo considerar informações incompletas de medição.
- **Interinos:** publicados pelo gerente de precificação no dia seguinte ao consumo da eletricidade gerada. Permitem que o agente identifique erros ou problemas antes que os preços finais sejam publicados.
- **Finais:** calculados pelo gerente de preços e enviados ao gerente de compensação que o utiliza para calcular as faturas para a liquidação de negócios entre os vendedores e os compradores de eletricidade (Electricity Authority, 2019).

O gerente de compensação é responsável por garantir que os participantes do setor paguem ou recebam o valor correto pela eletricidade que geraram ou consumiram e pelos custos relacionados ao mercado. A *New Zealand Stock Exchange (NZX)* é contratada como gerente de compensação (Electricity Authority, 2019).



Figura 4.6 – Funcionamento do Mercado Atacadista de energia da Nova Zelândia
Fonte: (Electricity Authority, 2019)

4.8 Nord Pool

O Nord Pool é o principal mercado de energia da Europa e oferece serviços de negociação, compensação, liquidação e serviços associados nos mercados diários e intradiários em nove países europeus.

Mais de um terço do suprimento de energia da região nórdica vem de fontes renováveis. A principal delas é a biomassa e os resíduos, que são usados para gerar eletricidade, calor e combustíveis na Suécia, Finlândia e Dinamarca. A eletricidade

renovável na região também é gerada a partir da energia hidrelétrica na Noruega, com participação crescente da energia eólica. Com a energia nuclear na Suécia e na Finlândia, mais da metade da energia da região é livre de CO₂. O petróleo ainda é a maior fonte de energia, devido ao seu papel central como combustível de transporte (Nordic Energy Research, 2015).

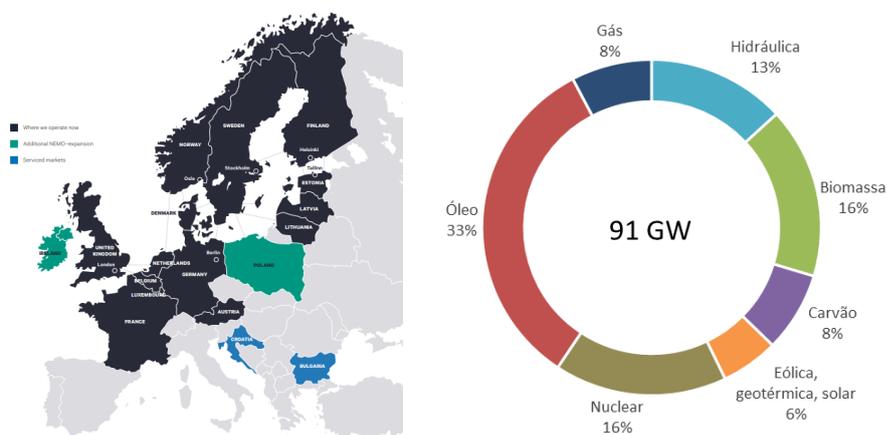


Figura 4.7 – Capacidade instalada dos países nórdicos
 Fonte: (Nord Pool, 2018), (Nordic Energy Research, 2015)

Os detentores do Nord Pool são os operadores de redes de transporte nórdicos e os operadores do sistema de transmissão do Báltico. A regulamentação é realizada pela Direção Norueguesa de Recursos Hídricos e Energia (NVE), que organiza e opera o mercado para a comercialização de energia, e pelo Ministério Norueguês de Petróleo e Energia, que facilita a comercialização de energia com países estrangeiros.

O Nord Pool é nomeado como Operador de Mercado de Energia Nomeada na Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grã-Bretanha, Irlanda, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Polônia e Suécia (Nord Pool, 2019).

O Nord Pool oferece negociação no mercado de dia seguinte por meio de leilões nos mercados nórdicos, bálticos e no Reino Unido. A plataforma de negociação para o dia seguinte é personalizada para atender às características individuais do mercado (Nord Pool, 2019). O mercado do dia seguinte recebe ofertas e lances de geradores e consumidores e calcula um preço por hora, equilibrando oferta e demanda. O Nord Pool publica um preço para cada hora do dia seguinte, a fim de equilibrar oferta e demanda. Além disso, há um processo final de balanceamento para ajustes finos no mercado de balanceamento em tempo real (Nord Pool, 2019).

Oferece também negociação intradiária transfronteiriça contínua em 13 mercados. Estes abrangem os mercados nórdico, báltico, alemão, luxemburguês, francês, holandês, belga, austríaco e britânico. O mercado intradiário oferece produtos de 15 minutos, 30 minutos, horários e em bloco, proporcionando a flexibilidade necessária para atender às necessidades de diferentes áreas de mercado (Nord Pool, 2019).

5 Propostas de aprimoramentos

Este documento apresentou um mapeamento e avaliação de diferentes arranjos de mercado e mecanismos de formação de preço, principalmente a formação de preço por custos (ou modelo) e formação de preço por oferta.

A formação de preços por oferta apresenta-se como uma alternativa que pode trazer uma eficiência econômica dos preços e uma melhor relação entre oscilações entre oferta e demanda. Entretanto, uma série de preocupações foram explorada, destacando-se a preocupação com: (i) definição de uma regulamentação forte e mecanismos bem definidos para o monitoramento e controle do poder de mercado; (ii) definição de um mecanismo de oferta de preço que possa conviver harmoniosamente com o despacho físico das usinas hidrelétricas; (iii) obtenção de uma operação segura do sistema, no que se refere a níveis mínimos de confiabilidade de suprimento energético; (iv) definição de instrumentos capazes de induzir a adequada resposta da demanda em função do comportamento do preço.

Por outro lado, a formação de preço por custo (ou modelo) tem evoluído significativamente nos últimos anos, especialmente com relação a internalização nos modelos do mecanismo de aversão ao risco CV@R, bem como o aumento do número de Reservatórios Equivalentes em Energia (REEs), passando de 4 REEs para 12 REEs, e do aperfeiçoamento da Função de Produção Hidráulica (FPH).

Recentemente, a CPAMP vem trabalhando em outros aprimoramentos dos modelos, com destaque para a reamostragem dos cenários hidrológicos e a funcionalidade do Volume mínimo Operativo (VMinOp). Outra mudança significativa em desenvolvimento é a implantação do preço horário utilizando o modelo DESSEM, o que pode trazer um avanço importante na direção de um mercado mais competitivo.

Dessa maneira, é fundamental que sejam aprofundados os estudos com relação ao mecanismo de formação de preço por oferta, com o objetivo de se obter as soluções mais adequadas para as questões apresentadas, especialmente voltadas à realidade do mercado brasileiro. Concomitantemente, deve-se continuar com os estudos conduzidos pela CPAMP para o desenvolvimento metodológico da cadeia de modelos computacionais para a formação de preço por custo, bem como manter o acompanhamento do desenvolvimento metodológico que vem sendo feito por universidades, centros de pesquisa e consultorias.

6 Referências

- AEMC. 2019.** How power is dispatched across the system. *AEMC*. [Online] 2019. [Citado em: 22 de 07 de 2019.] <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-market/how-power-dispatched-across-system>.
- AEMO. 2018.** Fact Sheet. *AEMO*. [Online] 2018. [Citado em: 10 de 07 de 2019.] <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>.
- . **2019.** Operation of the administered price provisions in the National Electricity Market. *AEMO*. [Online] 24 de 05 de 2019. [Citado em: 08 de 07 de 2019.] https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Dispatch/Policy_and_Process/Operation-of-the-administered-price-provisions-in-the-national-electricity-market.pdf.
- AESO. 2018.** How is the pool price for electricity determined? *AESO*. [Online] 2018. [Citado em: 22 de 07 de 2019.] <https://www.aeso.ca/download/listedfiles/How-the-Pool-Price-is-Determined-2018.pdf>.
- Barroso, Luiz. 2018.** *A implementação de um modelo de formação de preço por oferta: proposta e transição*. s.l. : Seminário Internacional de Comercialização de Energia Elétrica - ANEEL, 2018.
- Biggar, Darrayl R, e Hesamzadeh, Mohammad Reza. 2014.** *The Economics of Electricity Markets*. s.l. : Wiley, 2014. ISBN: 9781118775752.
- Borenstein, Severin. 2002.** *Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice*. Bekerley : University of California, 2002.
- Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME). 2019.** Portaria nº 187, de 4 de Abril de 2019. [Online] 2019. <https://bit.ly/2QvYGVG>.
- Bushnell, J. B., E. T. Mansur, & C. Saravia. 2008.** Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *The American Economic Review*. 98, 2008.
- Calabria, F. A., Saraiva, J. T., Rocha, A. P. 2018.** Improving the Brazilian electricity market: how to replace centralized dispatch by decentralized market-based bidding. *Journal of Energy Markets*. 2018.
- Calabria, Felipe A., Saraiva, João Tomé e Rocha, A. P. 2018.** Improving the Brazilian electricity market: how to replace the centralized dispatch by decentralized market-based bidding. *Journal of Energy Markets*. 2, 2018, Vol. 11.

Calabria, Felipe Alves. 2015. *Enhancing flexibility and ensuring efficiency and security: Improving the electricity market in Brazil using a virtual reservoir model.* Porto : Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia, 2015.

Castro, Nivalde de, et al. 2014. *A Formação do Preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro.* s.l. : GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2014.

Castro, Nivalde José de e Leite, André Luís da Silva. 2010. *Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro.* Rio de Janeiro : UFRJ, 2010.

Castro, Nivalde, et al. 2017. *Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia.* GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico. 2017. ISBN: 978-85-93305-27-6.

CCEE. 2019. Metodologia de Preços. *CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.* [Online] CCEE, 2019. [Citado em: 08 de 07 de 2019.]
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=332968099633616&_adf.ctrl-state=awvjuh2yr_1#!%40%40%3F_afLoop%3D332968099633616%26_adf.ctrl-state%3Dawvjuh2yr_5.

CENACE. 2019. Precios Marginales Locales. *CENACE.* [Online] Gobierno de México, 2019. [Citado em: 28 de 06 de 2019.]
<https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>.

—. 2019. Qué hacemos? *Gobierno de México.* [Online] Gobierno de México, 2019. [Citado em: 28 de 06 de 2019.] <https://www.gob.mx/cenace/que-hacemos>.

CEPEL. 2019. *Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com representação detalhada das unidades geradoras, consideração da rede elétrica e restrições de segurança - Modelo DESSEM.* 2019. Manual de Metodologia.

CND - Centro Nacional de Despacho. Metodologías de detalle desarrolladas para la correcta operación del sistema y administración del mercado mayorista. *CND.* [Online] [Citado em: 22 de 07 de 2019.]
https://www.cnd.com.pa/documentos/metodologas_de_detalle.pdf.

CNE. 2019. *Comisión Nacional de Energía - Energía Abierta.* [Online] maio de 2019.
<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.

CREG. 2019. Apresentação: Precios en el mercado eléctrico Colombiano . *Comisión de Regulación de Energía y Gas.* [Online] Maio de 2019.

Dias, Bruno H., et al. 2010. Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm. *Hindawi Publishing Corporation Mathematical Problems in Engineering*. 2010.

EDP. 2017. *Nota Técnica 1 - Expansão do Mercado Livre*. 2017.

—. **2017.** *Nota Técnica 2 – Formação de Preços*. 2017.

Electricity Authority. 2019. Clearing manager. *Electricity Authority*. [Online] Electricity Authority, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.]

<https://www.ea.govt.nz/operations/market-operation-service-providers/clearing-manager/>.

—. **2019.** Electricity in New Zealand. *Electricity Authority*. [Online] Electricity Authority, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.ea.govt.nz/about-us/media-and-publications/electricity-nz/>.

—. **2019.** How spot prices work. *Electricity Authority*. [Online] Electricity Authority, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.ea.govt.nz/operations/wholesale/spot-pricing/how-spot-prices-work/>.

—. **2018.** Scarcity Pricing. *Electricity Authority*. [Online] Electricity Authority, 2018. [Citado em: 08 de 07 de 2019.] <https://ea.govt.nz/operations/wholesale/spot-pricing/scarcity-pricing/>.

—. **2019.** Wholesale Information and Trading System (WITS). *Electricity Authority*. [Online] Electricity Authority, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.ea.govt.nz/operations/wholesale/spot-pricing/wits/>.

GESEL, GEPEA, CPFL. 2014. *Características dos sistemas elétricos e do setor elétrico de países e/ou estados selecionados*. 2014.

González, Francisco Noyola. 2016. El nuevo mercado eléctrico mayorista en México. Aspectos de la Reforma Eléctrica: Un panorama diferente. *Reaxion - Ciencia y Tecnología Universitaria*. 4, 2016, Vol. 1.

Harvey, S. M., W. W. Hogan, & T. Schatzki. 2004. *A hazard rate analysis of Mirant's generating plant outages*. [http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Harvey_Hogan_Schatzki_] Toulouse : Toulouse Conference paper, 2004.

IRIS. 2019. Integração de Renováveis Intermitentes: Um modelo de simulação da operação do sistema elétrico brasileiro para apoio ao planejamento, operação, comercialização e regulação. *IRIS*. [Online] IRIS, 2019. [Citado em: 10 de 07 de 2019.] <https://iris.venidera.com/>.

—. 2018. Integração de Renováveis Intermitentes: Um modelo de simulação da operação do sistema elétrico brasileiro para apoio ao planejamento, operação, comercialização e regulação. *IRIS*. [Online] Venidera, Policonsult, Sinerconsult e Côtres, 2018. [Citado em: 16 de 07 de 2019.] <https://iris.venidera.com/>.

Legislation.gov.uk. Electric Lighting Act, 1982. [Online] www.legislation.gov.uk/ukpga/Vict/45-46/56/enacted.

Lino, Priscila e Barroso, Luiz Augusto N. 2003. Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*. 2003, 120.

Littlechild, Stephen. 2018. *A viable alternative to any damaging energy price cap*. 2018.

Mas-Colell, A., Whinston, M. D., & Green, J. R. 1995. *Microeconomic theory*. Nova York : Oxford University Press, 1995.

Matos, Vitor L. de, Finardi, Erlon C. e Larroyd, Paulo V. 2012. Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética. *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. 2012.

Ministry of Business, Innovation and Employment. 2019. Electricity Statistics. *Ministry of Business, Innovation and Employment*. [Online] Ministry of Business, Innovation and Employment, 13 de 06 de 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-statistics/electricity-statistics/>.

Munoz, F. D., Wogrin, S., Oren, S. S., & Hobbs, B. F. 2018. Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs. *The Energy Journal*. 2018.

Nexo. 2018. [Online] 2018. <https://bit.ly/2pZwCNo>.

Nord Pool. 2018. *2018 Annual Report - Defining our Future*. Oslo : Nord Pool, 2018.

—. 2019. About Us. *Nord Pool*. [Online] Nord Pool, 2019. [Citado em: 01 de 07 de 2019.]

—. 2019. Day-ahead Trading. *Nord Pool*. [Online] Nord Pool, 2019. [Citado em: 01 de 07 de 2019.] <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/>.

—. 2019. Intraday Trading. *Nord Pool*. [Online] Nord Pool, 2019. [Citado em: 01 de 07 de 2019.] <https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/>.

—. 2019. Price Formation. *Nord Pool*. [Online] Nord Pool, 2019. [Citado em: 01 de 07 de 2019.] <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>.

Nordic Energy Research. 2015. The Nordics: One third renewable, but oil still the largest energy source. *Indicators - Visualising energy in the Nordic region*. [Online] Nordic Energy Research, 2015. [Citado em: 01 de 07 de 2019.] <https://www.nordicenergy.org/figure/a-third-renewable-half-co2-free-but-oil-still-the-largest-energy-source/>.

NordPool. 2014. No. 54/2014 - New minimum and maximum price caps in NOK and SEK from 21 December. *NordPool*. [Online] NordPool, 17 de 12 de 2014. [Citado em: 10 de 07 de 2019.] <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2014/q4/no.-542014---new-minimum-and-maximum-price-caps-in-nok-and-sek-from-21-december/>.

Oening, Ana Paula, et al. 2010. Modelagem do problema de despacho hidrotérmico do Sistema Interligado Nacional. 2010.

Oliveira, Fernando Luiz Cyrino e Souza, Reinaldo Castro. 2011. A new approach to identify the structural order of Par(p) Models. *Brazilian Operations Research Society*. 2011, 31.

ParatecXM. 2019. *ParatecXM - Parámetros Técnicos Del SIN*. [Online] Junho de 2019. paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad.

Philpott, A. 2016. Electricity Markets with Hydro. *IV Workshop P&D SPARTACHUS*. Florianópolis : s.n., 2016.

Philpott, A., Guan, Z., Khazaei, J., Zakeri, G. 2010. Production inefficiency of electricity markets with hydro generation. *Utilities Policy*. 18, 2010.

PJM. 2019. *U.S. ISO/RTO Wholesale Market Caps*. São Paulo : PJM, 2019.

PSR. 2019. [Online] Junho de 2019. www.psr-inc.com/software/?current=p4026.

Rotaru, Delia V. 2013. The UK electricity market evolution during the liberalization. [Online] 2013. ceswp.uaic.ro/articles/CESWP2013_V2_ROT.pdf.

SENER - Secretaría de Energía. 2018. *PRODESEN - Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018 - 2032*. Cidade do México : SENER - Secretaría de Energía, 2018.

Souza, Reinaldo Castro, et al. 2012. Optimal operation of hydrothermal systems with Hydrological Scenario Generation through Bootstrap and Periodic Autoregressive Models. *European Journal of Operation Research*. 2012, 222.

Transpower. 2019. Offer and Bid Setup. *Transpower*. [Online] Transpower, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.transpower.co.nz/system-operator/electricity-market/offer-and-bid-setup>.

—. 2019. Power System Live Data. *Transpower*. [Online] Transpower, 2019. [Citado em: 25 de 06 de 2019.] <https://www.transpower.co.nz/power-system-live-data>.

UPME. 2019. *Unidad de Planeación Minero Energética*. [Online] Junho de 2019. sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_2016_ACTUAL.pdf.

V. Larroyd, Paulo, et al. 2017. Modelo Estocástico para Definição de Políticas Semanais e Mensais do SIN com representação individualizada das hidrelétricas SPARHTACUS. 2017.

Varian, Hal L. 2005. *Intermediate Microeconomics: A modern approach*. s.l. : Norton & Compay, 2005.

Viana, Alexandre Guedes. 2018. *Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil*. São Paulo : Universidade de São Paulo - Escola Politécnica , 2018.

XM. 2019. *XM - Compañía de Expertos en Mercados*. [Online] Junho de 2019. www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/que-hacemos.aspx.

Zambelli, Mônica de S., et al. 2011. ODIN: Metodologia para a Otimização do Despacho Interligado Nacional. *VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*. 2011.

Zambon, Renato C., et al. 2011. Planning Operation of Large-Scale Hydrothermal System. *World Environmental and Water Resources Congress*. 2011.