

Contribuição Thymos Energia

Consulta Pública MME nº 42 (CP42)

O MME estabeleceu a Consulta Pública MME nº 42 (CP42) com questões pertinentes sobre a implantação do preço horário no mercado de curto prazo (MCP) na CCEE.

Recentemente a Consulta Pública MME nº 33/2017 apresentou propostas de aprimoramento para o Setor Elétrico Brasileiro, incluindo diretrizes/temas de discussão para **permitir máximo acoplamento entre a operação e a formação de preços**, tais como os seguintes temas:

- ✓ Possibilidade de oferta de preço para despacho e serviço ancilar;
- ✓ Adoção de preços horários até 2020 independente da opção de despacho;
- ✓ Possibilidade do MRE ser tratado na operação;
- ✓ Contratação antecipada (ex-ante);
- ✓ Abertura de códigos dos algoritmos utilizados no planejamento, operação e formação de preços;
- ✓ Aporte diários para as garantias financeiras;
- ✓ Fechamento diário de posições no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Este conjunto de medidas abre espaço para criação de uma bolsa pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (“clearing house”).

Complementarmente, a Consulta Pública MME nº 42/2017 levanta para discussão algumas questões para subsidiar a implantação do preço horário no ambiente de mercado de forma segura e previsível.

Esta contribuição apresenta a visão da Thymos Energia para as questões levantadas na Consulta Pública MME nº 42/2017 relacionadas aos impactos da implantação de preço horários no mercado considerando os seguintes aspectos:

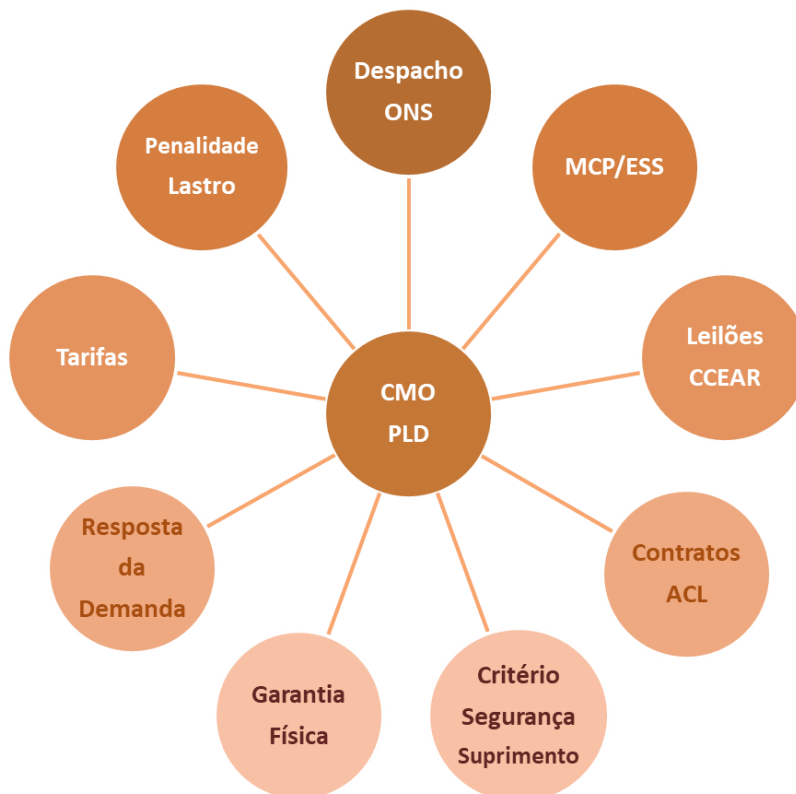
- ✓ Novos Produtos, Negócios e Serviços
- ✓ Estrutura Tarifária, Sistemas, Regras e Procedimentos
- ✓ Estrutura dos Contratos de Energia
- ✓ Custos & benefícios

1. A Importância do Preço no MCP

Em qualquer atividade econômica, o principal preço de mercado é o preço à vista para entrega imediata do produto. O preço do Mercado de Curto Prazo (MCP) é um sinal econômico para os agentes de mercado, que influencia todos os demais preços do mercado. O Preço do MCP deve refletir, a cada período de tempo, o custo marginal da energia no sistema e sinalizar o uso eficiente de recursos:

- No Curto Prazo a eficiência está associada ao despacho de menor custo que garanta a qualidade e a segurança no atendimento à demanda
- No Longo Prazo está associada ao nível de investimento a custos adequados e sustentáveis para a expansão do setor, dentro de critérios pré-estabelecidos de confiabilidade.

No contexto do mercado brasileiro, o preço de curto prazo (PLD) é utilizado na expansão, operação e na comercialização no âmbito do MCP, ACL e ACR. Sua correta sinalização é essencial para o bom funcionamento do mercado como um todo. É com base num mercado de curto prazo eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado nesta indústria, tais como reação da demanda, e a criação de referências de preços para mercados futuros e de opções, dentre outros. A figura a seguir apresenta todas as implicações do PLD no mercado e setor elétrico.



A oferta e o perfil de carga do SIN vêm sofrendo alterações importantes em suas características – nova matriz elétrica e mudanças no perfil de consumo. Os atuais patamares de carga semanais não são suficientes para sinalizar adequadamente a geração necessária para atendimento à demanda, principalmente no horário de pico de consumo.

A adoção da formação de preços horária em base diária permitirá uma representação dos requisitos de reserva operativa e restrições operativas como rampa de acionamento e desligamento das termelétricas.

O sinal de preço no MCP terá uma credibilidade ainda maior com a redução das incertezas na previsão das variáveis – afluências, vento, insolação, disponibilidade geração e transmissão, perfil da curva de carga.

Com o PLD horário próximo à operação real é esperada uma redução significativa do descolamento entre o despacho previsto pelo modelo e o despacho verificado, e conseqüentemente uma redução expressiva do pagamento de ESS. A qualidade do processo pode ser avaliada indiretamente pela evolução do montante de ESS - desde 2012 foram pagos quase R\$ 23 bilhões (sem correção).

Claramente, o preço no MCP é uma variável importante no mercado brasileiro, com diversas conexões nas suas regras e regulação, e o momento exige uma mudança importante com uma maior aproximação com a operação do sistema. Este é um processo vital e que deve ser conduzido com um planejamento das mudanças o mais robusto possível.

2. Breve Histórico e Lições Aprendidas

No final da década de 90 o Relatório final do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB previu a utilização da cadeia de modelos para formação de preços em etapas, à medida que os modelos estivessem validados. Neste contexto o CEPEL propôs a implementação da cadeia de modelos de otimização da programação energética chegando até o preço horário com o DESSEM.

O RE-SEB não recomendou a oferta de preços por parte dos Geradores devido à dificuldade em se descentralizar o cálculo do valor da água em um sistema predominantemente hidrelétrico. Nas discussões foi recomendado que fossem alocados todos os esforços para viabilizar a metodologia de preço por oferta, por ser mais transparente e menos suscetível à contestação, contribuindo substancialmente para a credibilidade do preço.

No documento básico com as Regras do MAE (2000) foram previstas as diretrizes para a implantação gradual das regras do Mercado Atacadista de Energia (MAE), estabelecendo inclusive que *“Todos os modelos utilizados, inclusive seus programas fonte, serão disponibilizados para os participantes do MAE”*.

A ANEEL produziu em agosto de 2000, pouco antes da operação do MAE em setembro daquele ano, a Resolução Normativa nº 290, que homologou as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixou as diretrizes para a sua implantação gradual, conforme breve descrição abaixo:

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

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

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

III - Implantação da 3ª etapa: até 1º de janeiro de 2002.

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

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

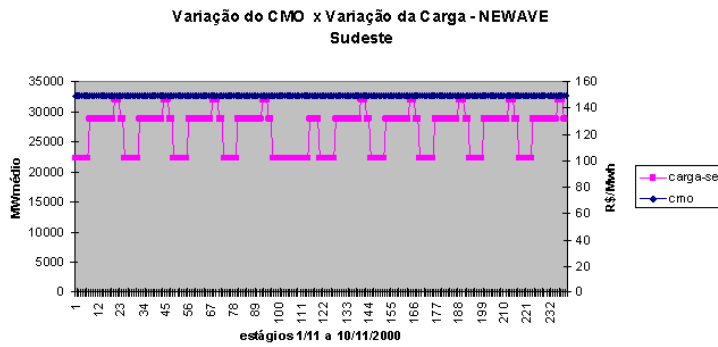
§3º - A 3ª etapa se caracteriza pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização.”

Notadamente toda a regulação do MAE naquele momento estava concentrada na formação dos preços de mercado por modelos computacionais, como já havia sido indicado no RE-SEB. Desta forma a implantação do MAE estava muito calcada na liberação e aprovação dos modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL, com os sinais de preço como ilustrado na figura abaixo. O certo é que foi aprovado no conselho executivo (COEX) MAE o plano de implantação da Resolução 290 na ASMAE no final do ano 2000.

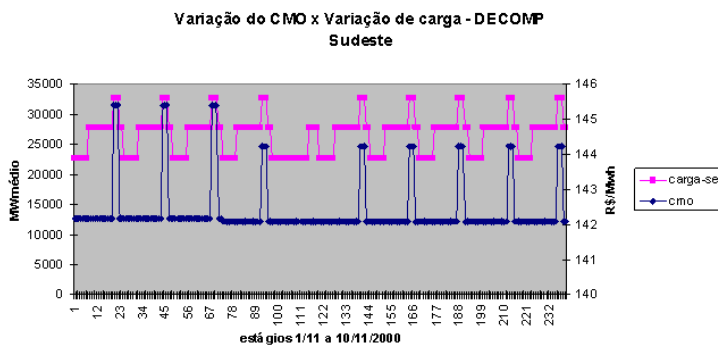
Com o advento do racionamento em 2001 ocorreu uma mudança de prioridades e disputas entre agentes inviabilizaram a contabilização e liquidação das transações realizadas no MCP, impossibilitando o cumprimento das 2ª e 3ª etapas da Resolução ANEEL nº 290/00.

No ano de 2002 o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico foi criado pela Resolução GCE Nº 18 de 22/6/2001 com a missão de corrigir disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos para o modelo do Setor. Dentre as 33 medidas de aprimoramentos propostas estava a substituição do sistema de despacho e cálculo do preço do MAE

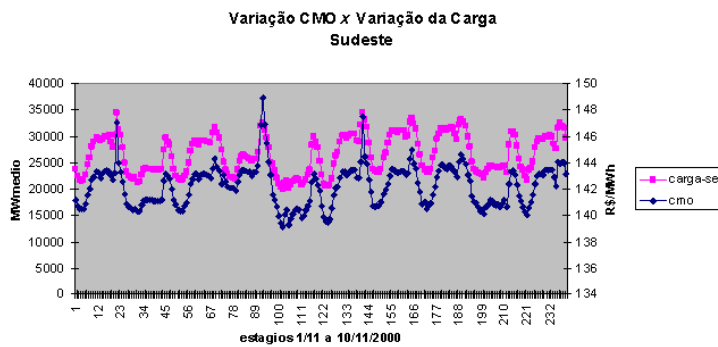
(baseada em custo) por um sistema baseado em oferta de preços pelos Agentes, mantendo o MRE e preservando a otimização do despacho



NEWAVE
Preço Mensal
Set/2000



DECOMP
Preço Semanal
Jul/2001



DESSEM
Preço Diário
Jan/2002

Ainda em 2002 a ANEEL emitiu a Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002, que revisava as metas originais da Resolução nº 290/00, conforme breve extrato a seguir:

“Art. 2º A conclusão da implantação das Regras do Mercado deverá ocorrer em apenas uma etapa adicional, a ser efetivada até 1º de janeiro de 2004, e observar os requisitos e as diretrizes a seguir:

IV – os preços e as quantidades deverão ser calculados “ex-ante” e “ex-post” em períodos de apuração de no máximo uma hora, por submercado e considerar:

- a. para a contabilização “ex-ante”, as declarações de carga, disponibilidade de geração e os contratos bilaterais; e*
- b. para contabilização “ex-post”, as redeclarações de disponibilidade, a disponibilidade verificada das usinas, ambas informadas pelo ONS, os montantes verificados de energia requerida do sistema e os compromissos resultantes da contabilização “ex-ante”.”*

Em 2003 a validação do modelo computacional de formação de preços em base horária (DESSEM) não foi concluída dentro do prazo previsto, impedindo, desta forma, a implementação da dupla contabilização no âmbito do MAE. A ANEEL então emitiu a resolução nº 237, de 21 de maio de 2003, com novo cronograma, como breve extrato a seguir:

“Art. 1º Determinar, nos termos desta Resolução, ajustes no cronograma para implantação das Regras do Mercado, estabelecido por meio da Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002.

Art. 3º - A segunda etapa de implantação das Regras do Mercado deverá ser efetivada até 1º de janeiro de 2005, com o início da dupla contabilização considerando preços e quantidades calculados “ex-ante” e “ex-post” em base semanal ou horária por submercado.”

A revisão do modelo setorial em 2004 alterou as diretrizes do preço do mercado de curto prazo e no Decreto nº 5.163/04 estabeleceu o seguinte:

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

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

§6º A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas no máximo em base mensal. (Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017)”

A regulamentação ANEEL deu tratamento ao estabelecido no Decreto na Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, como resumido a seguir:

” Art. 42. O PLD a ser divulgado pela CCEE será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, por Submercado e por patamar de carga, terá como base o Custo Marginal de Operação, será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto nos incisos I a VII do § 1º e no § 6º do art. 57 do Decreto no 5.163, de 2004.”

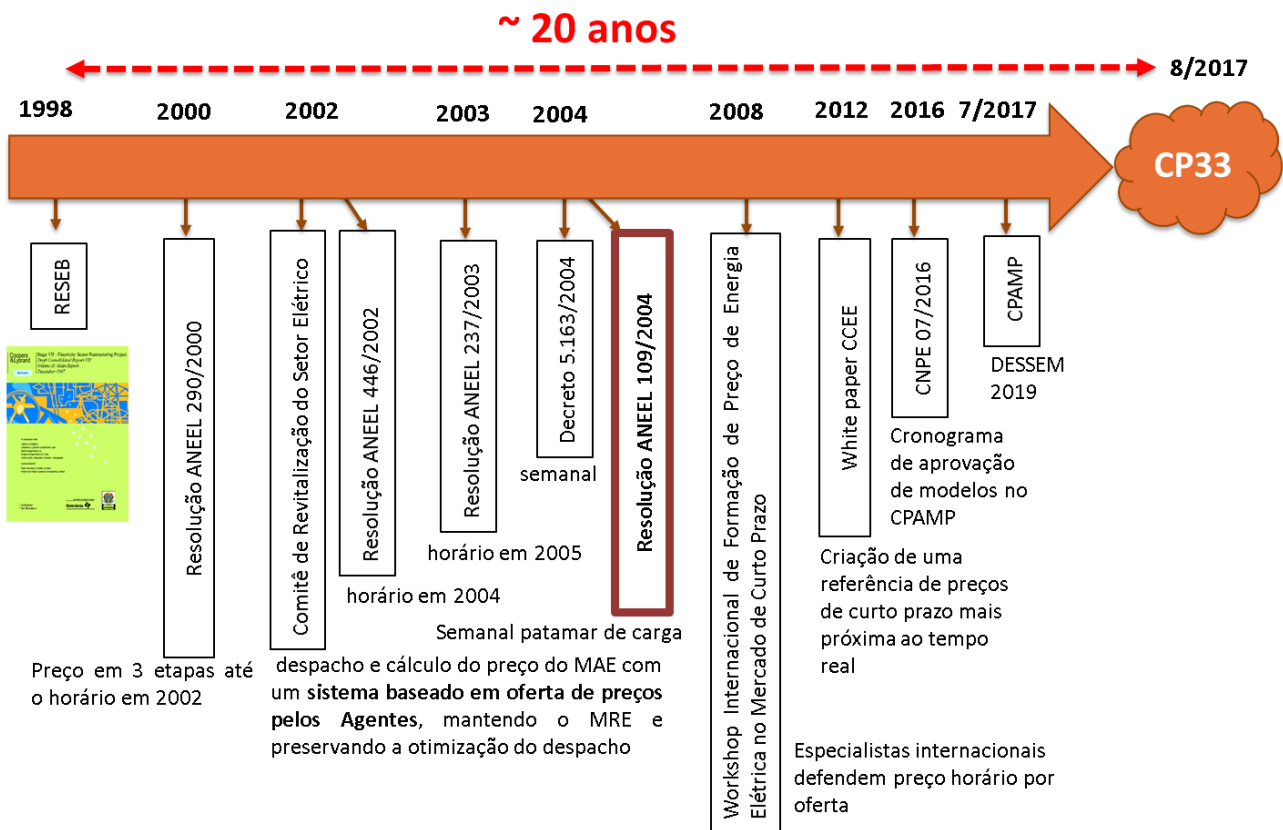
Em termos da frequência de cálculo do PLD esta foi a última normativa, que está em vigor até hoje com o preço semanal publicado pela CCEE.

O tema do preço do mercado de curto prazo continuou a ser debatido e a CCEE em maio de 2008 promoveu o “Workshop Internacional de Formação de Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo”, que trouxe diferentes visões do mercado nacional e internacional e contou com a presença de mais de 400 representantes do setor. Palestrantes Internacionais debateram com o público - Nils von der Ferh – Oslo University e Frank Wolak – Stanford University. Nils e Wolak apresentaram suas visões com relação à formação de preço por modelo x oferta para o mercado de Energia, além de outras considerações relacionadas ao desenho de

mercado do Brasil. Frank Wolak propõe também um modelo de transição para a Implantação de oferta de Preços. O material se encontra disponível em “Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for CCEE” <https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/?q=node/3>.

Em 2012 a CCEE produziu um White Paper com novas dimensões do desenho de mercado que deveriam ser aprimoradas para organizar o bom funcionamento do mercado no Brasil. Este trabalho incluiu: Criação de uma Bolsa com produtos padronizados de curto e longo prazo; Criação de uma referência de preços de curto prazo mais próxima ao tempo real; Separação da estrutura do mercado (Atacado x Varejo); Oferta pelo lado da demanda; Melhoria do Monitoramento do Mercado.

Recentemente, houveram novos avanços com a definição na CNPE 07/16 normas dos cronogramas de aprovação de modelos no CPAMP e em reunião recente do CPAMP em julho de 2017 foi definida a possibilidade de entrada em operação do DESSEM em 2019. Logo após a CP MME 33 definiu o prazo para a entrada do preço horário até 2020. A figura abaixo ilustra os caminhos já trilhados pela regulação e os debates desde o final da década de 90. Notar que o mercado já está discutindo o tema a quase 20 anos.



Fazendo retrospectiva sobre o assunto preço horário a pergunta que fica é “porque nada avançou”. Algumas justificativas podem ser encontradas para responder esta indagação:

- A matriz brasileira era outra no final da década de 90 (90% hidro com reservatórios) – a alegação do operador era que o despacho e preço horário não eram tão necessários. Atualmente com a entrada das térmicas e das renováveis este quadro mudou – intermitência das renováveis e despachabilidade das térmicas;
- O plano de implantação inicial em 2000 talvez estivesse audacioso demais e as promessas não foram cumpridas. Notar que o planejamento estava todo apenas em cima da liberação dos modelos computacionais;
- O mercado não estava maduro para regras e procedimentos mais dinâmicos com o preço horário;
- Após 2004 o preço horário teve sua prioridade de implantação quase “nula”

Uma lição a ser aprendida é que o tema merece planos de implantação realistas e com foco em todas as condições de contorno do preço horário – modelos, regras, procedimentos e práticas do mercado e dos agentes.

3. O Debate Preço por Modelo e por Oferta

A CP MME 33 prevê a possibilidade da formação de preço por modelo ou por oferta para alcançar o despacho no ONS. Este é um debate também constante no mercado brasileiro desde a sua abertura no final dos anos 90. Este tema é muitas vezes tomado por posições “apaixonadas” pelo fato do Brasil ser um dos únicos mercados no mundo com a abordagem de cálculo de preços por modelos de despacho. Cabe uma visão isenta sobre o tema como oferecida na tabela abaixo.

A oferta de preços é um tema discutido desde o programa de revitalização em 2002, entretanto não houve avanços significativos na metodologia. Sendo assim é prudente uma discussão metodológica ampla com o mercado visando a construção de uma proposta robusta no contexto atual e futuro do SEB, mesmo que o prazo de implementação seja mais longo. As discussões devem abranger aspectos tais como compartilhamento do risco hidrológico, segurança energética e mitigação de poder de mercado versus redução da obrigação de contratação, dentre outros aspectos. O preço por oferta deve ser debatido amplamente com os agentes do mercado com uma proposta para implantação bastante realista e objetiva.

Modelo	Oferta
<ul style="list-style-type: none"> Operador toda a decisão em nome de todos os agentes visando a otimização do uso da água. 	<ul style="list-style-type: none"> Cada agente toma sua própria decisão com base na sua disposição de produzir e consumir. Permite a utilização de critérios para garantir a otimização e a segurança energética
<ul style="list-style-type: none"> Limita Poder de Mercado dos Agentes 	<ul style="list-style-type: none"> Vulnerabilidade ao exercício de poder de mercado requer mecanismos de mitigação e monitoramento robusto.
<ul style="list-style-type: none"> Preços resultante de um conjunto único de modelos matemáticos, informações e critérios de decisão. 	<ul style="list-style-type: none"> Preços refletem a diversidade de percepções dos agentes com relação às incertezas futuras na oferta, demanda, preços de combustível, condições hidrológicas, aversão a risco, etc.
<ul style="list-style-type: none"> Modelo centralizado realiza a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração entre as bacias 	<ul style="list-style-type: none"> A experiência internacional mostra que é possível tratar múltiplos proprietários na mesma cascata (necessário discutir mecanismo para o Brasil).
<ul style="list-style-type: none"> Preços mais sujeitos a contestação 	<ul style="list-style-type: none"> Preços mais transparentes

4. Novos Produtos, Negócios e Serviços

A forte penetração de recursos não despacháveis e com produção intermitente resulta em maior complexidade operacional e variabilidade de preços no atacado.

Os desafios da integração de renováveis vem motivando a criação de mercados de **“flexibilidades”** para absorver as intermitências dessas fontes e seus impactos na rede, viabilizando a comercialização de novos produtos e serviços para a operação:

- ✓ Resposta da Demanda
- ✓ Geração Própria (Geração Distribuída, Armazenamento e Backup)
- ✓ Termelétricas de Partida Rápida
- ✓ Usinas Hidrelétricas Reversíveis

A adoção de precificação horária amplia o potencial de flexibilidade ofertada para o sistema. O preço horário sinaliza a incorporação de novos produtos e serviços no sistema brasileiro.

Algumas alternativas não agregam energia ao sistema, como as reversíveis, baterias ou UTE de partida rápida, e não têm seus benefícios adequadamente capturados e são menos competitivas para a expansão. Na viabilização destas fontes é necessário

avaliar serviços complementares ao atendimento à demanda máxima de potência, que remunere adequadamente os seus custos, como a contratação de lastro/capacidade e desenvolvimento de mecanismos competitivos para a prestação de serviços ancilares

A estruturação de um potencial mercado do “dia seguinte” e no futuro do mercado “horário” certamente trará novos produtos, negócios e serviços para a comercialização de energia

- ✓ Mercados de balcão mais ágeis e potencial padronização em bolsas de energia
- ✓ Maior liquidez dos produtos com maior giro do mercado diário
- ✓ Operação comercial 24 horas/7 dias
- ✓ A transformação das práticas do mercado será necessária e é preciso algum tempo de adaptação

O **planejamento das mudanças é primordial** para o sucesso da implantação do preço horário e todas as suas condições de contorno.

5. Estrutura de Preços e Tarifas

Um grande desafio é atingir o mercado de varejo nos novos mercados competitivos. Claramente é importante a sincronia do varejo com o mercado de atacado. No Brasil a única sinalização mais dinâmica é o mecanismo das bandeiras tarifárias. Todos os demais efeitos não são sinalizados ao consumidor final, que percebe novos sinais tarifários nas revisões e reajustes tarifários com base anual.

A revisão da estrutura tarifária com a adoção da tarifa branca, tarifas binômias e discretização horária é importante para garantir a eficiência no uso das redes de distribuição, postergando a necessidade de investimentos e a receita das distribuidoras com a entrada de novas tecnologias (solar, baterias, etc.). A diminuição no intervalo de formação de preço do MCP não necessariamente implica em alteração da Estrutura Tarifária das Distribuidoras, entretanto a adoção de tarifas que representem os custos de fornecimento promove a correta alocação de custos ao longo da cadeia produtiva e de consumo.

No Brasil a ponta física do sistema tem se deslocado para o período da tarde, devido ao sinal tarifário dado aos consumidores do Grupo A, não correspondendo com a ponta regulatória definida para cada Distribuidora.

Nesse sentido cabe uma avaliação da estrutura tarifária levando em consideração as evoluções em andamento para subsidiar a incorporação de algum sinal econômico de curto prazo nas tarifas de energia.

Em mercados maduros como na Europa e nos Estados Unidos existem modalidades de preços e tarifas que possibilitam a transferência do sinal de preço do atacado para o varejo:

- ✓ Precificação em Tempo Real (Real Time Pricing): Refere-se a um sistema de tarifação que busca refletir as reais condições do mercado, onde o preço de energia varia a cada hora ou a cada dia de antecedência (hour-ahead ou day-ahead).
- ✓ Tarifação de Ponta Crítica (Critical Peak Pricing): Representa um valor adicional definido previamente que se sobrepõe às outras tarifas Time of Use ou flat, em momentos de contingência ou quando os preços de curto prazo estão elevados, para um número limitado de dias ou horas do ano.

Nesses casos os consumidores podem acompanhar as condições do sistema, preços e consumo e responderem adequadamente se assim desejarem em benefício próprio e do sistema.

6. Sistemas, Regras e Procedimentos

Em termos de atividades previstas para implantação do PLD horário, a sugestão da Thymos Energia incorpora os seguintes aspectos:

- a. Validação e Aprovação da Metodologia (Res. CNPE Nº 07/16) - Entrar no cronograma da CPAMP incluindo a validação da metodologia em consulta pública;
- b. Adequação da Base Legal e Regulatória - Legislação, Regras, Procedimentos, Acordo Operacional ONS/CCEE;
- c. Realização de Workshops com Instituições e agentes setoriais – difusão no mercado
- d. Avaliação de Impactos em Regras e PdCs
- e. Avaliação de Impactos em Sistemas – Cliq (CCEE) e outros sistemas
- f. Implantação do preço no mercado - treinamentos modelos e ferramentas computacionais de suporte, Regras, PdCs; Operação sombra com divulgação junto com os resultados oficiais; Operação Assistida.

Existem vários aspectos ligados ao desenho de mercado que também deve ser foco da debate e implementação para se alcançar um mercado com o preço horário. Dentre estes aspectos de mercado destacam-se os seguintes:

- a. Novos Negócios
 - ✓ Tipos: Capacidade, Ponta, Energia, e Serviços Ancilares
- b. Operação
 - ✓ Despacho horários x semi-horários
 - ✓ Definição dos dados e parâmetros de Entrada
 - ✓ Restrições Operativas e de Transmissão
 - ✓ Remuneração dos custos de partida e de rampa
 - ✓ Pagamento de Serviços Ancilares
 - ✓ Despacho fora da ordem de mérito
- c. Formação de Preço
 - ✓ Critério de Obtenção do PLD a partir do CMO
 - ✓ Evolução do Modelo x Oferta de Preço
 - ✓ Granularidade temporal e espacial (Nodal x Zonal)
 - ✓ PLD min e max
- d. Contratação
 - ✓ Forma: Registro Ex-ante x Ex-post ou ambos
 - ✓ Produtos de Curto Prazo: semanais, diários e intra-diários e de Longo Prazo: Derivativos físicos e financeiros
- e. Contabilização e Liquidação Financeira
 - ✓ Dados de medição (ajustes)
 - ✓ Redução dos ciclos de contabilização e liquidação financeira
 - ✓ Chamada de Margem diária
 - ✓ Banco Garantidor
 - ✓ Rateio das Inadimplência
 - ✓ Monitoramento e Desligamento de Agentes
 - ✓ Impactos tributários
 - ✓ Soluções de Câmara de Compensação (Clearing House)
- f. Regras de Comercialização
 - ✓ Exemplos - apuração de penalidades (base mensal), modulação dos contratos e garantias físicas e tratamento do risco hidrológico

Notar que, a questão relativa ao modelo computacional é apenas uma das atribuições necessárias para uma implantação plena do preço horário na CCEE. O conjunto completo de mudanças é grande e uma implantação em etapas é o mais

recomendável. Desta forma, a Thymos Energia sugere que um grupo de agentes coordenados pela CCEE, e com apoio do ONS, estruture um plano de implantação e mudanças em etapas bem realista no prazo e conteúdo. A aprovação da ANEEL através de audiência pública é aconselhável e certamente dará mais robustez ao plano.

Como sugestão da Thymos Energia para uma primeira etapa de implantação é oferecida a tabela abaixo como contribuição:

Periodicidade da Apuração	
Mercado de Curto Prazo	Horária
Preço de Liquidação das Diferenças	Valores horários apurados em base diária
Garantias Financeiras	Aporte Mensal - pré-pagamento com chamada diária de margem ajustada ao longo do mês com base em apuração diária
Registro de Contrato	Janela mínima diária (Ex-ante, Ex-post ou ambos)
Contabilização e Liquidação Financeira	Base máxima mensal

A formulação algébrica das Regras de Comercialização deve estar adequada para contemplar o preço em base diária com discretização horária. Os valores horários apurados em base diária são vitais para que o mercado possa reagir ao novo sinal de preço e as incertezas nas variáveis do cálculo do preço diminuam.

A periodicidade da contabilização e liquidação do MCP que hoje é em base mensal não precisa ser necessariamente ser reduzida com a implantação do preço horário, entretanto há alguns benefícios devem ser considerados na redução dos prazos atuais e este é um tema para debate contínuo de aprimoramento (implantação em etapas).

7. Considerações Finais

As condições de contorno para a implantação do preço horário são muito importantes para todos os agentes de mercado e para uma implantação robusta e segura é importante uma avaliação criteriosa dos seus impactos no mercado. Na tabela a seguir a Thymos Energia oferece um conjunto não exaustivo de impactos previstos nos agentes de mercado.

Impactos da Precificação Horária nos Agentes	
Geradores	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado mais dinâmico com novos produtos (flexibilidade horária) de energia, capacidade, ponta, serviços ancilares • Novas oportunidades de negócio (GD, Armazenamento e backup)
Comercializadores	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado mais dinâmico com novos produtos (flexibilidade horária) e maior liquidez • Impactos nas atividades de comercialização (back, midle e front office) • Ampliação da importância do comercializador varejista/agregador
Distribuidores	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de redução de ESS • Mudança na gestão de riscos no MCP e no fluxo de caixa das Distribuidoras • Impactos nas tarifas / ponta • Novas oportunidades de negócio (GD, Armazenamento e backup)
Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliação da Resposta da demanda (energia e capacidade)

Evidentemente estes impactos não devem ser impedimentos para avançar na modelagem e implantação do preço horário no mercado brasileiro. Os benefícios da nova aplicação são mensuráveis e o sistema precisa deste sinal econômico para seus usuários.

A tabela abaixo oferece alguns dos principais benefícios previstos com a entrada do preço horário no mercado. A Thymos Energia entende que os benefícios superam em muito os esforços para sua implantação. Sendo assim são propostos alguns passos para alcançar o sucesso na implantação:

- Ampliar as discussões relativas ao aprimoramento e evolução do mercado com os Agentes/Associações e instituições setoriais
 - ✓ Construção em conjunto com os Agentes de uma Visão de Futuro detalhada com metas e prazos bem definidos para dar transparência e visibilidade;

Benefícios do aprimoramento da precificação do MCP justificam os esforços

Planejamento	<ul style="list-style-type: none"> • Diversificação da matriz • Desenvolvimento de novas tecnologias • Atração de Investimentos para a expansão • Sustentabilidade Energética, Econômica e Financeira • Adequação de suprimento
Operação	<ul style="list-style-type: none"> • Utilização de novos recursos e tecnologias • Maior flexibilidade operativa • Aprimoramento do despacho e uso mais eficiente dos recursos • Segurança de abastecimento e qualidade
Comercialização	<ul style="list-style-type: none"> • Novos ambientes de comercialização • Novos modelos de negócio, produtos e atores • Maior liquidez • Gestão de Risco • Segurança Financeira • Competitividade

- Aprimorar a modelagem do preço horário na cadeia de modelos com prioridade na representação das variáveis da geração hidrelétrica (pequenas capacidades de armazenamento não consideradas atualmente), térmica (custos e tempos de partidas e paradas), renováveis (inserção da variabilidade das fontes de forma explícita) e incertezas na previsão de carga.
 - ✓ Repensar a aplicação de uma cadeia de modelos e avaliar um modelo de simulação único adotado para um período menor de simulação. As práticas atuais foram desenvolvidas num contexto de maiores restrições de hardware e para uma matriz majoritariamente hidrelétrica;
 - ✓ Adotar no início a formação de preços base custos com cálculo por modelos computacionais e estudar e debater profundamente a oferta de preços no mercado para uma implantação futura. Este é um assunto que o mercado perdeu muito tempo sem debater e deve ser imediatamente recuperado por uma ampla discussão coordenada com as instituições (MME/EPE/ONS/CCEE/ANEEL) e com os agentes. Foram criados muitos mitos neste assunto e como a matriz já avançou, o momento é de mudanças;
- A implantação do preço horário é necessária para a operação e para o mercado e deve ser realizado o mais rápido possível
 - ✓ Apesar do prazo 2019 parecer curto para um aprofundamento amplo que o tema requer, a Thymos Energia sugere fortemente uma

implantação feita em etapas com um planejamento realista aprovado pelo regulador em consonância com os agentes de mercado. Este trabalho deve ser iniciado o mais rápido possível;

- ✓ A modelagem tem sido testada na FT-DESSEM do CPAMP e na situação atual é possível adotar o modelo DESSEM do CEPEL no estágio atual e prever no plano de implantação que evoluções futuras serão realizadas, na medida em que serão incorporadas no plano de implantação;
- ✓ Debater e aprovar as condições de contorno do preço horário é o ponto mais importante no momento. Não será possível acomodar tudo ao mesmo tempo e as evoluções futuras devem estar previstas no plano de implantação

O fato é que o mercado brasileiro já perdeu muito tempo na implantação do preço horário, dado que desde o início se passaram 20 anos. Os debates e o plano de implantação devem ser imediatamente iniciados, porém tendo em vista que **“o ótimo é inimigo do bom”**.