



Niterói, 29 de maio de 2019

Contribuição da Enel Brasil à Consulta Pública MME nº 071/2019

A Enel Brasil apresenta sua contribuição à Consulta Pública nº 71/2019, relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico), que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) horário (“Preço Horário”).

Apesar de o escopo de tal consulta se limitar ao aspecto técnico relativo à modelagem, em virtude da incerteza sobre a abertura de uma nova Consulta, vê-se como necessário abordar também os benefícios, impactos, incertezas e aperfeiçoamentos relativos à implantação de uma alteração tão importante no Brasil, com impactos na programação, planejamento, operação e negócios que envolvem o Setor Elétrico Brasileiro. De fato, a alteração desse paradigma de formação de preços proporcionará um marco da busca pela representação dos custos da operação e alocação destes aos diversos agentes do Setor.

Nesse sentido, a Enel apresenta reflexões acerca dos possíveis impactos do Preço Horário, bem como condições que considera indispensáveis para sua implementação, que possibilitariam a mitigação de alguns dos riscos identificados.

1. Histórico da proposta de implantação de PLD horário

A intenção de se implantar preços horários não é recente – era prevista desde a primeira publicação da Resolução ANEEL 290/2000, que foi revogada em 2002 pela Resolução ANEEL 446. A justificativa para a não implantação à época se baseava na falta de necessidade de preços horários em virtude do peso da geração hidráulica com reservatórios na operação do sistema, o que conferia previsibilidade e baixa volatilidade à operação.

No entanto, no contexto atual, a implantação do Preço Horário se configura imperativa, haja vista o peso cada vez menor da geração hidráulica com reservatórios, e a modificação da matriz de geração elétrica. O sistema necessita, portanto, de uma formação de preços de energia no Mercado de Curto Prazo com maior granularidade temporal, de forma a captar melhor a volatilidade da operação do sistema elétrico nacional.

Assim, o tema Preço Horário voltou à discussão após a iniciativa de instauração de um novo marco regulatório do setor elétrico pelo MME, com a Consulta Pública 33 (CP33), de julho de 2017. Alguns temas, no entanto, apesar de constarem na proposta de texto do marco legal apresentado no âmbito da CP33, podem se desenvolver via regulamentação infra legal, o que é o caso do Preço Horário.

Desta forma, foram implementadas discussões no âmbito da CPAMP, e criou-se um cronograma de estudos para implementação do modelo de preços horários em 2019. Importante observar que a implantação do Preço Horário já em 2018, além do prazo curto para elaboração dos necessários estudos, não seria possível por conta da imposição do Artigo 2º da Resolução nº 7/2016 do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), na qual imputa-se à CPAMP o prazo até 31 de julho do ano em curso para homologar a entrada de um novo modelo na primeira semana operativa do ano civil seguinte.

Após diversas reuniões e discussões da CPAMP junto ao setor, e por verificar que não haviam sido finalizados os estudos pelos grupos técnicos para implantação do modelo, em 06 de junho de 2018 a CPAMP divulgou opção de postergação da implantação do Preço Horário, com o objetivo de implementá-lo na primeira semana operativa de 2020.

2. Benefícios da implantação do PLD Horário

Como já mencionado anteriormente, o Preço Horário é importante para que os agentes tenham um sinal econômico que corresponda à operação real do sistema. Espera-se, com este modelo, haver maior aderência do preço à realidade operativa, dada sua maior granularidade, maior assertividade na previsão das variáveis que impactam o resultado, como afluências, previsão de vento, disponibilidade de geração e transmissão, e previsibilidade de curva de carga.

É possível elencar diversos benefícios da maior granularidade na formação de preço, com impactos em todos os tipos de agentes:

- Possibilidade de criação de novos produtos, com maior dinamismo aos contratos de energia: produtos com inúmeras combinações de prazos e flexibilidades, produtos de capacidade, produtos de entrega de ponta, etc;
- Desenvolvimento do mercado de serviços ancilares;
- Desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento;
- Aceleração do desenvolvimento da Resposta da Demanda;
- Aceleração do desenvolvimento e contratação de Projetos Híbridos.

3. Do Modelo DESSEM

Apesar de a adoção do Preço Horário representar melhor a realidade operativa, tornando mais justos os efeitos de pagamentos das fontes (despachos corresponderem a operação em tempo real) e trazendo novas oportunidades para novas tecnologias e produtos (armazenamento, projetos híbridos, resposta da demanda), o modelo, na opinião da Enel, depende ainda de aprimoramentos.

É notória a evolução do modelo DESSEM desde setembro de 2017, fruto dos esforços do Cepel, da Coordenação da Força-Tarefa do DESSEM (FT), e dos agentes, que participaram através da elaboração dos testes de validação e das discussões realizadas nas reuniões da FT.

A partir de 16/04/2018, foi iniciada a operação sombra de divulgação do PLD horário e do CMO semi-horário, complementada em dezembro/2018 com a divulgação da contabilização sombra individualizada para outubro/2018. A operação sombra do PLD horário e do CMO semi-horário representou um marco importante pois a divulgação dos estudos diários permitiu aos agentes, assim como ao ONS e à CCEE, o acesso a um conjunto significativo de casos do modelo e adequação dos processos internos. Durante esse processo sombra, foram identificados aprimoramentos da metodologia do modelo e das premissas do estudo fundamentais para a evolução do processo, culminando, em dezembro/2018, com a população do conjunto completo de restrições hidráulicas e de restrições de segurança. A partir de janeiro de 2019, objetivava-se o início da operação sombra estável. Cabe destacar que o início da divulgação pelo ONS, a partir de 25 de março de 2019, de relatórios comparando os resultados do modelo DESSEM com os resultados da Programação Diária da Operação (PDO), representou um passo importante para a preparação do ONS e dos Agentes.

Conforme reconhecido pelo ONS e pela CCEE, esse processo sombra está continuamente em evolução.

4. Das incertezas para os agentes

Foi definido pela CPAMP um período de contabilização sombra que trouxesse a possibilidade de os agentes analisarem os números e realizarem comparativos. No entanto, tal disponibilização de relatórios atrasou e iniciou apenas em outubro de 2018, o que levaria a dados de apenas 6 meses de contabilização sombra (outubro/2018 a março/2019).

Contudo, os dados de outubro a dezembro de 2018 não são seguros – o modelo e as premissas de modelagem das restrições do sistema tiveram muitas incursões após essas rodadas, de forma que o processo sombra que se apresenta em 2019 não tem os mesmos parâmetros do de 2018. Portanto, a contabilização sombra de outubro-dezembro de 2018 não pode ser considerada para efeito de análises de impactos. Essa percepção é compartilhada pelo GT-Metodologias, que também não utilizou esses resultados nos relatórios divulgados para a CP 71/2019. Como resultado, os agentes tiveram apenas três meses de relatórios da contabilização sombra para a análise dos dados (janeiro a março de 2019), não sendo nem mesmo um período completo de ciclo hidrológico (período úmido e período seco) e de sazonalidade do comportamento da carga.

Importante destacar um grande motivacional para a adoção dos preços horários: ao levar os preços para um resultado cada vez mais próximo da realidade operativa do sistema, haveria

redução de despachos fora da ordem de mérito econômico diminuindo também os encargos gerados por estes¹.

Apesar de os resultados para fevereiro de 2019, incluídos no Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP, indicarem a diminuição de encargos, pela análise da contabilização sombra², esse resultado é questionável, pois o cálculo foi feito apenas trocando o PLD semanal por patamar pelo PLD horário – tudo mais constante. O ONS não fez o ajuste da titulação do despacho de UTEs³.

Ainda neste contexto, apesar da amostra de apenas três meses de contabilização sombra em 2019 representar período muito curto para fazer inferências sobre os impactos do PLD horário sobre o mercado de curto prazo, é necessária a análise destes dados. Primeiramente, observava-se que o impacto do PLD horário sobre os Encargos de Serviço de Sistema não é conclusivo, uma vez que suas rubricas apresentam reduções e elevações, a depender do caso estudado (com rede e sem rede)⁴:

Componente	Contabilização Janeiro/19	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Variação	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Com Rede	Variação
Recebimento por restrição de operação - Constrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	R\$ 77.119.551,91	R\$ 77.454.638,22	0%	R\$ 70.267.949,18	-10%
Recebimento por restrição de operação - Constrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	R\$ 297.761,20	R\$ 134.314,83	-122%	R\$ 442.607,64	33%
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	R\$ -	R\$ -	0%	R\$ -	0%

Componente	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Variação	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede	Variação
Recebimento por restrição de operação - Constrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	R\$ 57.139.411,39	R\$ 43.970.387,31	-30%	R\$ 44.285.889,99	-29%
Recebimento por restrição de operação - Constrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	R\$ 5.452.536,15	R\$ 5.220.808,09	-4%	R\$ 6.292.533,31	13%
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	R\$ 53.243.552,18	R\$ 43.264.465,74	-23%	R\$ 40.650.820,19	-31%

¹ Na prática, devido à modelagem adotada, há situações, por exemplo, em que o modelo está indicando o desligamento de UTEs a gás no final do dia e precisando indicar o despacho de UTEs a óleo nas primeiras horas da rodada do dia seguinte, pois essas são flexíveis. O ONS provavelmente não obedecerá esse despacho do modelo, e indicará as UTEs a gás como constrained on e as usinas a óleo como constrained off. Adicionalmente, não é claro se a rampa de acionamento e desligamento de UTEs será ressarcida pelo CVU, mesmo que acima do CMO do mesmo intervalo.

² Como no caso de fevereiro de 2019, que seria de menos 17% para o caso PLD Horário Sem Rede e menos 21% para o caso PLD Horário Com Rede, quando comparado ao PLD por Patamar.

³ Nº 03-2019, pag 15.

⁴ Reforça-se que os dados disponibilizados pela CCEE na Contabilização Sombra não alteram a titularidade de despacho das usinas termelétricas.

Componente	Contabilização Março/19	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Sem Rede	Variação	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Com Rede	Variação
Recebimento por restrição de operação - Constrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	R\$ 86.939.153,98	R\$ 87.811.139,31	1%	R\$ 86.850.873,81	0%
Recebimento por restrição de operação - Constrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	R\$ 15.542.967,49	R\$ 13.004.594,85	-20%	R\$ 13.884.624,62	-12%
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	R\$ -	R\$ -	0%	R\$ -	0%

Fonte: CCEE - Infomercado Sombra

Além disso, a análise sobre a redução dos encargos a partir da aplicação do PLD Horário deve imprescindivelmente incluir o impacto sobre o encargo de energia de Reserva – EER. Isto porque, toda a produção das usinas contratadas através dos Leilões de Energia de Reserva é liquidada no mercado de curto prazo, ou seja, valorada ao PLD. Tendo em vista que uma parcela considerável das usinas contratas nesta modalidade é composta pela fonte eólica e localizada no submercado Nordeste, é real o risco de redução do total liquidado por estas usinas no MCP. Se comprovada, esta redução ensejaria em um aumento no EER, que incide sobre todos os consumidores do SIN.

Entretanto, uma análise mais robusta sobre os efeitos do Preço Horário sobre a liquidação da EER fica extremamente prejudicada diante da disponibilização de apenas três meses de relatórios consistentes da Contabilização Sombra, dada a ausência de informação para um período completo de ciclo hidrológico.

Adicionalmente, acerca da redução global dos custos de encargos, é necessário destacar que o Preço Horário trará uma realocação de custos de forma a possivelmente aumentar o impacto aos consumidores cativos, expostos à variabilidade involuntária dos contratos por Disponibilidade, que determinam o custo do Efeito Disponibilidade, impactando inicialmente o caixa das distribuidoras e, posteriormente, o custo aos consumidores cativos.

Outro ponto bastante relevante está associado à conveniência de que a implementação do Preço Horário viesse acompanhada de outros aprimoramentos do setor discutidos do âmbito da CP33, de forma a potencializar seus resultados positivos e mitigar seus riscos. Por exemplo, políticas de fomento às bolsas de energia, propiciando maior oportunidade de negociação de produtos, com ampliação das possibilidades de hedge para modulação aos agentes que ficarão expostos à volatilidade involuntária dos preços. Ou, ainda, a abertura programada do mercado livre, levando o sinal horário a crescente parcela dos consumidores.

Finalmente, mas não menos importante, cabe ressaltar a limitadíssima gestão que as concessionárias de distribuição têm da energia que contratam. No modelo vigente (instituído através da Lei 10.848), as distribuidoras são obrigadas por contratar energia destinada aos consumidores cativos através de leilões promovidos pelo governo, não recebendo qualquer margem por esta atividade. Tais contratos contêm, dentre outros, regras específicas e pré-estabelecidas para sua modulação, sem que as concessionárias tenham poder de decisão sobre as mesmas.

Assim, é fundamental uma análise ampla dos efeitos do Preço Horário para as distribuidoras, dada sua gestão bastante limitada para mitigar os mesmos. Entretanto, conforme mencionado, considerando o exíguo período em que a contabilização sombra operou, tal análise não foi possível até o momento.

5. Das respostas às questões levantadas na CP nº 71/2019:

Com relação às questões levantadas nos documentos apresentados na Consulta Pública nº 71/2019, seguem considerações da Enel:

- a. Cálculo do PLD sem a representação das restrições da rede, em função da regulamentação que determina o preço zonal, ou seja, sem considerar as restrições internas aos submercados, com o benefício do menor tempo de processamento;
- b. Determinação do PLD em intervalos horários (hora cheia), calculado como a média aritmética pela simplicidade da opção.
- c. Quanto à opção 1⁵, de cálculo do CMO com *unit commitment* térmico (UCT), recomendada pela CPAMP, identificamos que essa ocasiona situações em que os resultados do modelo provavelmente serão revistos nas etapas da PDO após o processamento do modelo. Por exemplo, no relatório READP.pdf do dia 17/05/19, na primeira meia hora do dia, o CMO do Nordeste foi superior a 500 R\$/MWh, e nos intervalos seguintes, o CMO do Nordeste foi inferior a 20 R\$/MWh. Esse valor alto de CMO indica que UTEs de partida rápida foram despachadas para atendimento a um incremento de carga apenas na 1ª meia hora, decisão que decorre da fixação do estado das usinas térmicas de custos variáveis inferiores pelo UCT na rodada do dia anterior¹. Na etapa pós-DESSEM, fatalmente o despacho dessas UTEs seria revisto. As usinas de custos variáveis inferiores seriam despachadas, e consideradas “constrained on”, evitando o acionamento das usinas de partida rápida, que seriam consideradas “constrained off”, decisões que seriam ressarcidas pelos ESS. Situações como essa precisam ser monitoradas antes de se ratificar a opção 1.

6. Das Condições para implementação do PLD Horário em janeiro de 2020:

Um impacto negativo no resultado para determinados segmentos - em comparação ao resultado com PLD por semana e patamar - não seria motivação ou argumentação suficientes para a não implementação do Preço Horário. Contudo, como se demonstra na motivação da divulgação de

⁵ Opção 1 corresponde a uma das opções estudadas para o tratamento das decisões binárias para determinação do CMO/PLD. Nessa opção, são fixadas as variáveis inteiras resultantes do problema de otimização considerando o UCT. Essas variáveis correspondem ao status “ligado” e “desligado” das unidades geradoras das usinas térmicas.

relatórios da contabilização sombra, é importante simular e estressar cenários, identificando variações de resultados que possam ser sistêmicas ou agudas, em grau suficiente para trazer instabilidade ao mercado. Para tanto, propõem-se a seguir condições para implementação do PLD Horário em janeiro de 2020.

A Enel considera condições indispensáveis para a aprovação da entrada do PLD Horário na primeira semana operativa de janeiro de 2020, até a decisão da CPAMP em 31/07/2019, os seguintes pontos:

- Avaliar e discutir com os Agentes o plano de contingência para a PDO e para o cálculo do PLD⁶;
- Avaliar os impactos comerciais, operacionais e regulatórios, para um período mínimo compreendendo a sazonalidade hidrológica e da carga do SIN, garantida a estabilidade dos dados de entrada, das premissas, da modelagem das restrições do sistema e da versão do modelo, através da análise dos seguintes resultados, porém não limitados a:
 - CMO semi-horário e seus rebatimentos para a PDO;
 - PLD horário e seus rebatimentos para a contabilização;
 - Efeitos decorrentes do CMO semi-horário e do PLD horário, como a ocorrência de *surplus* negativo;
 - Maior período de back-test de contabilização sombra, para análise do impacto do PLD Horário, mantida a versão mais recente do DESSEM, contemplando inclusive meses do período seco, e com dois patamares de preço teto, conforme proposta na NT SRM-SRG/ANEEL nº 70/2019;
 - Análise do impacto do PLD Horário para os resultados da Conta de Energia de Reserva, que merece especial atenção dada a representatividade das eólicas no Nordeste nessa modalidade de contratação, que tendem a ter sua geração concentrada em períodos de menor preço. Esta necessidade merece ser destacada, pois a apuração da energia de reserva se dá em momento distinto da contabilização do MCP.

Ademais, a Enel considera essencial observar, até a implantação do PLD horário em 31/12/2019, os pontos abaixo:

- Considerando a frequência diária de cálculo do PLD horário, para evitar o máximo possível o acionamento da solução de contingência, devem ser mantidos os esforços para reduzir o tempo de processamento do modelo e a validação criteriosa do modelo DESSEM, pois esses esforços envolvem alterações internas na montagem do problema fornecido ao pacote de otimização (CPLEX), e inadequações de programação são de difícil detecção. Disponibilização de informações para garantir a transparência e a previsibilidade, tais como, mas não limitado a:

⁶ Essencial reconhecer que para o cálculo do PLD e para a operação sempre foram utilizadas as informações mais atuais, e a adoção de resultados de processamento do modelo no dia D-2 representa um retrocesso nessa estratégia.

- Histórico de cargas horárias por área elétrica, temperaturas verificadas por área, e demais variáveis explicativas utilizadas na previsão de carga, para os agentes ajustarem seus processos de previsão de carga;
 - Disponibilização dos dados de entrada e de saída do modelo de previsão de carga utilizado pelo ONS, assim como descrição dos ajustes da previsão elaborada pelos analistas do ONS, de forma a permitir aos agentes elaborar suas previsões de carga;
 - Relatórios de avaliação dos erros da previsão de geração eólica horária, pois os relatórios disponibilizados pelo ONS contém a avaliação do erro mensal da previsão;
 - Estabelecimento dos prazos para a disponibilização do deck para a CCEE, e da publicação do PLD, para permitir a adequação das rotinas dos Agentes.
- A exemplo dos treinamentos conjuntos ONS/CCEE com os modelos Newave e Decomp, de forma a preparar os Agentes, os consultores especializados⁷ e as instituições do setor, fornecendo as condições necessárias para a elaboração de seus estudos e previsões, para o acompanhamento dos rebatimentos dessa mudança, e de forma a fomentar a preparação para a implantação do PLD horário, sugerimos:
- Divulgação de relatórios de avaliação dos resultados do modelo incluindo as alterações das premissas e revisões de dados de entrada, especialmente para a comparação dos resultados do PLD horário com e sem a representação da rede;
 - Realização de treinamentos do modelo DESSEM e dos modelos auxiliares;
 - Realização de workshops para apresentação das premissas para montagem dos decks, incluindo a modelagem das restrições elétricas e hidráulicas do sistema, com maior detalhe do que a proposta de alteração dos Procedimentos de Rede apresentada aos agentes e encaminhada à Aneel;
 - Divulgação e treinamento de ferramentas de análise dos resultados do modelo.
- Que seja exaurida a ampla discussão e **definição dos limites do PLD para o PLD horário**.
- Abertura de Audiência Pública para as Regras 2020, incluindo a proposta de titulação e tratamento dos ESS com *Unit Commitment* de UTEs.
- Abertura de Audiência Pública para avaliação da proposta de Procedimentos de Rede do ONS, após a elaboração de um processo sombra da PDO com duração mínima de 3 meses.
- Revisão da Resolução SRG/Aneel 843/2019 e discussão da governança e constituição dos comitês técnicos ONS/CCEE com os agentes, previstos nessa resolução.
- Ajustar o processo de despacho de UTEs às restrições dos contratos de fornecimento de combustíveis, e definir o prazo para declaração das ofertas de importação.

⁷ Com a abertura do mercado e o aumento do número de consumidores livres, a oferta de consultorias especializadas trará melhores condições para a segurança do mercado.

Ainda, para garantir as condições de confiança ao mercado para essa relevante mudança, é importante priorizar e definir um cronograma para as atividades a serem desenvolvidas nos próximos ciclos da CPAMP, de 2020 em diante, tais como:

- Desenvolvimento do modelo de previsão de carga.
- Implementação no modelo DESSEM de aperfeiçoamentos para incluir a consideração pelo modelo de aspectos referente ao conhecimento tácito da PDO.
- Consideração do *Unit Commitment* Hidráulico no modelo.
- Representação das perdas elétricas internamente no modelo.
- Expansão do horizonte de 7 dias para 14 dias.
- Abertura do segundo dia em intervalos horários, pelo menos no primeiro patamar de carga leve.
- Regulamentar o cálculo dos custos de rampa on/off das UTEs e dos diferentes arranjos de unidades de geração de UTEs a ciclo combinado.
- Regulamentação do uso e acesso ao banco de dados anemométricos da EPE.
- No caso da deliberação pelo cálculo do PLD horário sem a consideração das restrições da rede elétrica, continuação do processo sombra com a avaliação dos resultados do PLD horário com a consideração das restrições da rede, incluindo a divulgação da contabilização sombra individualizada.

7. Da Preparação do ONS e da CCEE

O acompanhamento pelos Agentes da operação sombra no ONS e na CCEE permite observar que as rotinas relativas ao tema, nessas instituições, não estão ainda totalmente definidas.

A divulgação dos decks do ONS apresenta falhas de datas correspondendo a estudos cujos resultados estão em análise pelos técnicos do ONS. Alguns estudos foram encaminhados para o Cepel para avaliação da necessidade de aperfeiçoamentos no modelo. Está prevista a realização de nova reunião da FT-DESSEM no dia 06/06/2019 em função de estudos em elaboração pelo ONS e pelo Cepel. No entanto, destacamos positivamente a divulgação diária das previsões de carga, vazões e geração eólica.

A adaptação da rotina da Programação Diária da Operação (PDO) não foi testada, e não é possível no momento confirmar o atendimento aos prazos previstos na proposta de revisão dos Procedimentos de Rede encaminhados à Aneel. Essa proposta inclui o processamento do DESSEM e altera a rotina da PDO com previsão de envio da programação de despacho para a sala de controle do ONS e para os agentes às 19:00, quando atualmente os Procedimentos de Rede estabelecem esse envio às 14:00. O adiamento do envio da programação de despacho, além de provocar alteração nas rotinas das equipes dos agentes geradores, preocupa os agentes na medida em que não há folga para o ajuste da programação em caso de ocorrência de fato relevante na operação em tempo real.

Com relação aos sistemas de dados do SIN do ONS, há necessidade de divulgação e acesso às informações para prover previsibilidade aos agentes para elaboração de suas previsões de preço e despacho, garantindo a transparência do processo com relação às premissas dos estudos. Tal ação é essencial para se evitar vantagens competitivas para um conjunto de agentes assim como exercícios de poder de mercado.

A divulgação dos decks de cálculo do PLD horário pela CCEE não tem sido feita diariamente, mas em blocos a partir da atualização das versões do modelo. Conforme o relatório 3 da Consulta Pública 71, a contabilização sombra de Janeiro/2019 será revista para considerar uma nova versão do modelo. Adicionalmente, foram identificadas inconsistências nos cálculos dos Encargos “constrained on” e “constrained off”, requerendo o ajuste dos cálculos internos do sistema da CCEE utilizado para a contabilização sombra. Esses ajustes são necessários para avaliação pela CPAMP dos impactos da adoção do PLD horário nos Encargos que serão repassados aos consumidores, conforme abordado no item 5 desta contribuição.

8. Conclusão

Como já exposto amplamente, desde a primeira Consulta Pública que trata do tema (CP 42/2017), a implementação dos preços horários trará muitos benefícios ao mercado e é de extrema importância para a evolução e desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro.

Todavia, sua implementação deve ocorrer de forma segura e, para isto, é preciso que o período de testes, operação sombra e aprovação do modelo apresente estabilidade dos dados, dos resultados e dos prazos de entrega, trazendo assim a identificação e possibilidade de mitigação de grandes riscos para o mercado. Estes pontos, por sua vez, não ficaram claros até o momento, em virtude das diversas questões apresentadas nesta contribuição, sendo alguns deles condições indispensáveis para que haja aprovação, em 31/07/2019, da implantação do PLD horário na primeira semana operativa de 2020.

Por fim, é essencial o respeito ao rito estabelecido na Resolução CNPE nº 7/2016, qual seja, definir, até 31 de julho de 2019, a base de formação de preço para início no ano de 2020, de forma a garantir a previsibilidade e a estabilidade regulatória para os agentes do Setor Elétrico Brasileiro.