

CONSULTA PÚBLICA Nº 071/2019

DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA DO GT METODOLOGIA DA
CPAMP - MODELO E FORMAÇÃO DO PLD HORÁRIO



Sumário

1. Introdução.....	3
2. Contribuição.....	5
2.1. Melhor direcionamento para a Operação	5
2.2. Aproximação do Preço com a realidade operativa.....	6
2.3. Redução de Encargos.....	7
2.4. Novas oportunidades de mercado.....	9
2.5. Elemento de coesão importante para as mudanças setoriais (CP33)	9
2.6. Adequação dos Procedimentos de Rede	10
2.7. Operação Sombra	10
2.8. Adequação das regras comerciais e da regulação vigente	12
2.9. Despacho de curtíssimo prazo	13
2.10. Previsão diária de vazões.....	14
2.11. Previsão diária de carga.....	14
2.12. Previsão de geração de fonte eólica.....	16
3. Considerações finais	18

1. Introdução

O **Grupo CPFL Energia** reconhece a disposição do Ministério de Minas e Energia – MME em manter o caminho de discussão com os agentes setoriais na definição da proposta para a implementação do **Preço Horário**, com a disponibilização da ampla documentação para análise no âmbito dessa Consulta Pública nº 71/2019 – **CP71**, o que reflete o cuidado e a transparência com que vem sendo tratada essa matéria tão importante para o mercado de energia e, conseqüentemente, para toda a sociedade brasileira.

O ONS iniciou, em setembro de 2017, a força-tarefa (FT) para promover a participação dos agentes no desenvolvimento do modelo DESSEM, que é a ferramenta computacional que deverá ser acoplada aos demais modelos da cadeia (NEWAVE e DECOMP) para determinação dos preços horários. Este modelo, desenvolvido pelo CEPEL e que contempla discretização horária, modelagem por unidades geradoras e representação da rede elétrica, possui uma abordagem bastante detalhada e visa fornecer soluções para a operação diária mais aderentes a realidade do Setor Elétrico Brasileiro - SEB. O modelo deverá ser executado diariamente para fornecer a operação em base horária e semi-horária de cada unidade geradora, hidrelétrica ou termelétrica, utilizando modelos de previsão para carga e plantas intermitentes, como eólica e solar. Entretanto, ainda há questões em aberto que estão sendo discutidas e modeladas, antes que o CNPE aprove, até 31 de julho de 2019, a nova metodologia de definição do preço, em base horária, a entrar em vigor a partir de janeiro de 2020.

Destaca-se que o **Grupo CPFL Energia é favorável à adoção do Preço Horário**, como tem demonstrado com a postura proativa dos seus colaboradores nos fóruns técnicos de discussão, pois enxerga os benefícios ao setor elétrico como um todo com a maior aproximação entre a formação do preço e a operação real do sistema, tais como melhor direcionamento para a operação, possibilidade de redução de encargos, viabilização de novos negócios, oportunidades de mercado e serviços etc.

Contudo, defende que a efetiva implementação do Preço Horário a partir de janeiro de 2020 se dê em um ambiente de segurança, e para tal considera-se que os pontos abaixo relacionados são **imprescindíveis** e devem ser atendidos até 31.07.2019, com definição explícita no arcabouço metodológico a ser aprovado:

- Metodologia para formação de preço sem rede elétrica, com composição de grandezas horárias por médias simples dos valores das meias horas relativas à operação.
- Isonomia de informações de forma ampla pela liberação de acesso de todos os dados operativos que impactem a formação de preços para todos os agentes.
- Acesso a dados históricos de carga e eliminação das heurísticas na projeção de carga para formação de preço.

- Ajuste à Resolução Normativa n. 843/2019, especificamente na inclusão do modelo DESSEM na formação de preços e programação diária e adequação da definição de restrições conjunturais no PLD horário.

Uma vez atendidos os pontos supramencionados, imperioso destacar que o preço horário deverá entrar em vigor apenas a partir de 01/01/2020, mesmo que a operação com o modelo DESSEM se dê a partir do início da 1ª semana operativa de 2020, que compreende o período de 28/12/2019 a 03/01/2020. Dessa forma, no período de 28 a 31 de dezembro de 2019, deverão ser mantidos os PLDs por patamar, provenientes do modelo DECOMP, para que não haja impacto contábil no mês de dezembro/2019.

Entende-se, ainda, que é de extrema importância a consideração e tratamento, em tempo hábil, das questões trazidas abaixo antes da implantação em janeiro de 2020:

- Definição das regras de titulação do despacho térmico como elegíveis a *constrained on/off* nas situações de rampa de acionamento/ desligamento de termoelétricas, tempo mínimo em operação e tempo mínimo de desligamento, cuja recomposição de custos deverá ser dada em primeiro momento pelo CVU vigente da usina, com devido ajuste nas regras de cálculo de encargos pela CCEE.
- Revisão das regras e regulamentações que equilibrem os interesses do mercado e da operação.
- Na previsão de geração eólica, os fatores de ponderação devem ser calibrados mensalmente, divulgados no momento do PMO, com referido ajuste da resolução normativa n. 843/2019.
- Em caráter de contingência, caso não seja possível obter a solução do modelo DESSEM até um determinado horário limite, por exemplo às 16h00, o uso da programação diária nos moldes atuais, com o objetivo de garantir a conclusão do processo de programação diária em tempo hábil para sua aplicação
- Reprocessamento de resultados da operação sombra, pelo menos a partir de outubro de 2018, compatível com a primeira contabilização sombra, a fim de compor uma massa de dados adequada para a análise com a metodologia aprovada
- Revisão das regras e regulamentações que equilibrem os interesses do mercado e da operação, envolvendo, minimamente, a definição de (i) custo de operação térmica com CVU diferenciado decorrente de restrições operativas (partidas, paradas, rampas e configuração de máquinas); (ii) separação entre dados dinâmicos, em que o agente pode alterá-los por critério operativo em qualquer dia, valendo para o dia seguinte, ou dados estáticos, em que o agente tem que declarar antecipadamente e só pode modificá-los sem autorização prévia por ocasião do PMO; (iii) manutenção da compatibilidade entre os modelos de curtíssimo, curto e médio prazo

Na sequência, é apresentada a contribuição detalhada do Grupo CPFL, baseada nas análises dos documentos disponibilizados e nos subsídios coletados nas discussões ocorridas nos vários fóruns sobre a matéria, que fundamentam o seu posicionamento.

2. Contribuição

As considerações a seguir partem dos pilares que norteiam a proposta de implantação do Preço Horário no Brasil.

2.1. Melhor direcionamento para a Operação

É sabido que um melhor direcionamento para a operação se faz necessário, pois o sistema elétrico brasileiro se encontra em processo de mudança, pelo aumento da participação de fontes renováveis intermitentes e geração distribuída - GD, redução da capacidade de regularização hidráulica, mudanças no perfil de consumo, etc. No modelo atual, a programação diária se dá por propostas isoladas dos agentes, com coordenação do ONS, e ganhos sistêmicos são esperados com o uso de um sistema de otimização no curtíssimo prazo.

O uso do modelo proposto agrega mais transparência no processo de programação diária desde que os *inputs* sejam claros e divulgados de maneira isonômica. Na operação é preciso preservar e garantir a liberdade de intervenção do agente, porém isso é um problema para o mercado, pois quaisquer intervenções na operação advindos de agentes que impactem a formação de preços da energia, e não divulgada ao mercado, são indesejadas e podem comprometer a segurança do mercado. A metodologia proposta estabelece que ajustes operativos são garantidos aos agentes na etapa chamada de “pós-DESSEM”, sem impacto no preço (PLD), o que corrobora para o equilíbrio de interesses entre mercado e operação.

Com base nos relatórios diários de avaliação da ‘operação sombra’, o ONS tem afirmado que a solução do modelo tem sido bastante aderente à programação diária e que nos casos em que difere, é possível observar ganhos sistêmicos na solução do modelo de otimização. A percepção de segurança nesse processo está diretamente relacionada aos resultados da ‘operação sombra’ e é preciso que o ONS continue divulgando os resultados detalhadamente, reforçando que um novo relatório começou a ser distribuído com os resultados da ‘operação sombra’ desde 25 de abril. Sem prejuízo, é muito importante que os agentes participem ativamente do processo sombra também conduzam suas análises próprias, no que se refere a formação de preços, programação diária e contabilização sombra, como tem sido feito no grupo CPFL

Em linhas gerais, entende-se que o modelo proposto é adequado para a necessidade da programação diária e suas funcionalidades permitem representar com bom nível de detalhes o sistema elétrico brasileiro. Contudo, a variabilidade dos dados de entrada advindos de previsão/projeção (vazão, geração não controlável e carga) podem aumentar a volatilidade na solução para a operação e por consequência, no mercado de curto prazo, o que merece um cuidado e atenção por parte dos agentes.

2.2. Aproximação do Preço com a realidade operativa

A nova abordagem visa fornecer maior aproximação entre preço e realidade operativa, o que se faz necessário, pois quanto mais próximo da realidade operativa for o Preço de Liquidação das Diferenças - **PLD**, menor será a parcela de encargos gerada pela diferença entre CMO e PLD. Espera-se também reduzir a frequência e a intensidade de despachos térmicos fora da ordem de mérito, por razões elétricas e/ou de segurança operativa.

Na abordagem proposta essa aproximação se dá pela unificação de restrições, no caso 'com rede elétrica', ou pela inserção de restrições equivalentes de intercâmbio, no caso 'sem rede elétrica'. Essas restrições são dinâmicas e de difícil compreensão para agentes de mercado e clientes do Mercado Livre que serão expostos ao impacto de tais restrições, razão pela qual o Grupo CPFL defende a implementação do modelo 'sem rede elétrica'.

Quanto mais próximo o preço ficar da realidade operativa, mais estará sujeito às suas particularidades, como intervenções de agentes (por vezes necessárias), indisponibilidades de última hora, efeitos imprevisíveis de falhas (quedas de rede, perda de geração, entre outros) ou de consumo (greve geral, co-geração, etc). Fatores operativos intempestivos têm, portanto, forte impacto negativo na previsibilidade e são indesejados para o mercado.

Assim, para o mercado, a aproximação entre operação e preço demanda um cuidado, pois a realidade da operação adiciona um elevado grau de incerteza decorrente de ajustes (nos dados e na solução) e de falhas operativas que serão rebatidos para o preço, agregando insegurança para o mercado. A metodologia proposta é eficaz para essa aproximação, mas é importante refletir se o benefício dessa aproximação compensa os custos para o mercado advindos da maior insegurança e incerteza.

Ainda, questiona-se se os critérios e procedimentos para a elaboração do PMO e para a formação de PLD, desenhados para modelo mensal/semanal, estariam adequados para o modelo proposto de preço horário. Algumas restrições energéticas, estabelecidas em termos de médias mensais não podem ser inseridas da mesma forma no modelo horário. Um exemplo disso são as vazões no Rio São Francisco que tem meta fixa de valor médio mensal (constante nos modelos atuais) mas que pode variar ao longo do dia, nos períodos horários (essa restrição horária não é incluída no modelo DESSEM).

Portanto, solicita-se a revisão da norma atualmente vigente, a REN nº 843/2019 para que seja válida no ambiente de preço horário. Os seguintes pontos precisam ser resolvidos:

- a) Alteração nos artigos 3º e 4º, do capítulo 1, a fim de considerar o modelo de curtíssimo prazo (horário).
- b) No artigo 5º, capítulo 1, deverão ser detalhados cronogramas de atualização de informações necessárias à etapa de curtíssimo prazo, onde deverá constar claramente quais os dados conjunturais exigem alteração diária e, portanto, impactarão a formação de preço e quais deverão seguir o cronograma de divulgação prévia (semanal/mensal) Isso é essencial pois há, nesse artigo, a exigência de prazo de antecedência de 1 mês para informação aos agentes de atualizações não expressas nos cronogramas.
- c) O inciso 12 do Art 5º, capítulo 1, declara que “No horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão estar compatíveis”. Conforme colocado anteriormente, o modelo de curtíssimo prazo utilizará restrições de potência que serão distintas das restrições energéticas dos demais modelos. É preciso ajustar esse item, esclarecendo como se dará essa compatibilidade (já que os dados não poderão ser idênticos), ou incorporando nos modelos de médio prazo, médias que garantam a referida compatibilidade.
- d) No capítulo 2 são descritas mudanças na geração atribuída às centrais não despachadas que vigorarão a partir de maio/2020, que precisam ser avaliadas e levadas ao modelo de curtíssimo prazo, já que contam definições apenas nos nível de patamares de carga.
- e) No capítulo 4, Art 22, conta que a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado, exceto por aquelas que impactam intercâmbios e tem caráter estrutural. No problema de curtíssimo prazo, uma vasta gama de restrições conjunturais será considerada na formação de preço, de modo que é necessário ajustar o texto desse capítulo para criar uma regra válida na nova metodologia.
- f) No capítulo 7, são estabelecidos critérios para determinação do CMO e PLD no caso de indisponibilidade, que devem ser verificados a fim de cobrir indisponibilidades em todas as camadas do PMO, incluindo o modelo de curtíssimo prazo.

2.3. Redução de Encargos

Um dos benefícios esperado pela implantação do Preço Horário por meio dos resultados do modelo DESSEM é que seu uso deve implicar em redução de encargos, na medida em que visa fornecer maior

aproximação e semelhança entre preço e realidade operativa. Conforme supramencionado, quanto mais próximo da realidade operativa for o PLD, menor deverá ser a parcela de encargos gerada pela diferença entre CMO e PLD.

Os encargos são considerados custos indesejados, distribuídos aos agentes e à sociedade. A troca de parte desses custos elevados, gerados por despachos não programados pelo modelo DECOMP, por custos menores, advindos da programação otimizada, são importantes para reduzir o custo operativo em geral.

A CCEE tem divulgado ‘contabilizações sombra’ e boletins que demonstram redução de encargos com a nova abordagem, contudo a forma de cálculo dos encargos com base no PLD horário não está totalmente esclarecida e ainda há questões indefinidas que podem afetar esse cálculo, tais como a agregação do CMO semi-horário para extrair o PLD horário, ou se a definição de casos em que despachos térmicos constituem ‘constrained-on’ e ‘constained-off’ para os despachos diferenciados entre o Decomp e o Dessem na estimativa dos encargos apresentados na contabilização sombra.

Devido aos fatores já expostos de imprevisibilidade da operação, o cálculo dos encargos será bem complexo de estimar *a priori*, pois levará em conta diferenças entre PLDs horários, mais variáveis, e CMOs por barra, considerando-se que há cerca de 7.000 barras modeladas no sistema. Mesmo após definida claramente a forma de cálculo, a projeção das grandezas envolvidas (despacho térmico horário, PLD horário, CMO semi-horário por barra) poderá haver uma elevada margem de erro. Assim, entende-se que o grau de segurança quanto ao cálculo dos encargos é baixo, porque pesam as questões indefinidas na forma de cálculo.

Se por um lado a proposta tende a reduzir encargos, pela aproximação dos preços em relação à operação, por outro, não é possível afirmar que essa redução é assertiva, uma vez que os valores apresentados na ‘operação sombra’ podem não ser os valores finais (por alteração de forma de cálculo dos encargos ou do método de cálculo do próprio PLD). É importante destacar que a abordagem proposta não permite “zerar” os encargos.

De outra sorte, há ainda que se considerar que está em discussão na ANEEL a revisão dos limites, mínimo e máximo, do PLD. A depender do resultado, será ainda mais difícil de se prever se haverá ou não redução dos encargos, principalmente se o novo limite máximo for perto ou menor do valor atualmente em vigor. De todo modo, imperioso se faz ressaltar o cuidado com eventual intensificação no descasamento de caixa para as distribuidoras decorrentes de impacto em encargos e às diferenças da exposição de CCEARs entre Submercados.

Assim, se faz necessário esclarecimento de regras de cálculo dos encargos com definição de casos elegíveis a *constraint on/off* e clareza nas situações de cobertura de despacho térmico em situações de rampa de acionamento/desligamento.

2.4. Novas oportunidades de mercado

Novas oportunidades de negócios são bem vistas pelo mercado e se faz necessário viabilizar novos produtos de energia que se ajustem a nova realidade do setor elétrico, impulsionada por elevada inserção de geração distribuída - GD e renovável, aumento do número de clientes livres, possibilidade de resposta em demanda, etc.

Contudo, não está claro, nesse momento, como a precificação horária pode viabilizar novos negócios e oportunidades de produtos e serviços, bem como não há previsibilidade de como o mercado reagirá ou se haverá espaço para a geração de novos produtos no curto prazo.

Nesse momento, a adoção de preço horário ainda é vista como um fator de incerteza para o mercado no sentido de se criar novos produtos que sejam aderentes às diferenças de preços ao longo do dia. Entende-se ser ainda preciso um tempo de maturação das novas regras, com intensa comunicação e resultados confiáveis, para que o mercado consiga estimar riscos e sinta confiança para lançar novos produtos e oportunidades. Além disso, mecanismos adicionais, como revisão das regras comerciais e regulatórias, podem ser necessários para viabilizar novos negócios e produtos, com a evolução e maturidade do mercado.

2.5. Elemento de coesão importante para as mudanças setoriais (CP33)

O resultado das discussões da Consulta Pública MME nº 33/2017 - CP33 consolidou propostas de mudanças reconhecidas como muito necessárias para o setor elétrico, refletindo o desejo dos agentes e da sociedade para a revisão do modelo setorial de forma a trazer segurança e sustentabilidade, propiciando a abertura de mercado. Maior granularidade temporal e espacial do preço, com o máximo acoplamento possível com a operação foram pleitos da CP33, que se entende estarem sendo cumpridos com a adoção do preço horário.

Os órgãos responsáveis estão conduzindo as mudanças de forma aberta e fomentando discussões com os agentes de forma transparente, como é possível se concluir com a instauração do Grupo de Trabalho pelo ministério, que irá discutir as reformas, partindo das contribuições já construídas na CP33.

As mudanças setoriais como um todo estão sendo conduzidas em etapas, respeitando o tempo para construção das bases regulatórias necessárias. A mudança do Preço Horário, cuja discussão está mais adiantada, vem seguindo rígido processo de planejamento, com os devidos testes no que se refere aos

processos e modelos, mas a formação do PLD, ponto mais sensível para o mercado, segue com muitas indefinições.

2.6. Adequação dos Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede têm que ser ajustados para utilização dos resultados do modelo como proposta de programação diária. Os ajustes nos Procedimentos de Rede foram apresentados e discutidos com os agentes, incluindo opções de sugestões diretas ao ONS e na Consulta Pública.

Ao receber uma proposta fornecida pelo modelo, os agentes de Geração podem considerar que haverá menor previsibilidade em seu despacho, em oposição à situação atual, em que eles definem a proposta. A definição do CMO diário prejudica a previsibilidade em relação ao comando por ordem de mérito, que só será conhecido com 1 dia de antecedência.

Contudo, a segurança no processo é garantida pela etapa pós-DESSEM, período em que os agentes terão autonomia para aferir e corrigir seus programas, sem impacto em preço. Situações de contingência, quando não for possível obter solução por modelo, precisam ser documentadas. Propõe-se, portanto, em caráter de contingência, caso não seja possível obter a solução do modelo DESSEM até um determinado horário limite, por exemplo às 16h00, o uso da programação diária nos moldes atuais, com o objetivo de garantir a conclusão do processo de programação diária em tempo hábil para sua aplicação.

A proposta do Procedimento de Rede tem prazos muito exíguos para a validação pelos agentes e compatibilização pelo ONS. A equipe de operação da Geração da CPFL submeteu contribuições para ajustes e pleitos relativos à essa questão. Pontualmente, sugere-se a revisão/criação de 'Critérios Operativos' que auxiliem e garantam a adequabilidade e a atuação dos agentes na operação.

2.7. Operação Sombra

A 'operação sombra' é uma etapa fundamental para a informação e testes. Implementado em 17 de abril de 2018, teve um bom início, precedido de treinamento para os agentes, diretamente pelo CEPEL e contou, por um tempo, com reuniões semanais na CCEE, que muito auxiliavam no entendimento dos resultados, garantindo maior transparência, tendo em vista, ainda, a meta de transição em jan/2019. Contudo, após a postergação da entrada para jan/2020, essas reuniões não foram continuadas e os resultados por si só são de difícil compreensão e análise pelos agentes.

O principal objetivo da operação sombra é a previsibilidade, porém não houve regularidade no fornecimento diário dos resultados em 2018, demonstrando a alta complexidade do processo de preparação, execução e convergência do modelo DESSEM. Como o modelo estava em desenvolvimento, muitas etapas foram construídas nesse período, a partir da análise de soluções do sombra e testes no

âmbito da força-tarefa, de modo que apenas em janeiro de 2019 os resultados passaram a ser gerados com a chamada ‘versão estável’. Em decorrência disso, entende-se que a massa de dados efetiva para análise, constante nesta CP71, é pequena (vai de janeiro a março/2019).

Dessa forma não se pode afirmar que a ‘operação sombra’ cumpriu seu objetivo de previsibilidade, pois não fornece aos agentes uma visão completa, deixando dúvidas sobre a característica dos resultados diante de situações operativas mais diversas.

Assim, entende-se que a ‘operação sombra’ não garantiu segurança suficiente aos agentes e os principais motivos são a falta de regularidade e a instabilidade das soluções. As instituições ONS e CCEE não apresentaram regularidade diária no fornecimento dos dados e estão sempre com dias em atraso, o que gera insegurança sobre se será possível atingir esse fornecimento diário.

O processo que fornece o PLD é realizado pela CCEE e, desde o início da proposta em 2017, está envolto em dúvidas. A indefinição quanto a utilização da rede elétrica ou não na formação de preço levou a CCEE a duplicar os trabalhos, gerando preços ‘com rede’ e ‘sem rede’ que contribuíram para confundir o mercado. Essa indefinição deveria ser sanada rapidamente, mas diante das constantes mudanças no modelo até hoje, e ainda nesta CP71, essa questão permanece em aberto.

Nesta CP71, uma nova questão foi aberta sobre a forma de cálculo do PLD, baseada em CMO semi-horário por barra, e recentemente, conforme apresentado no workshop de 09 de maio no ONS, foi divulgado que a CCEE está trabalhando em novas alternativas para modelagem de restrições de intercâmbio para o Norte e aguarda nova mudança de modelo para viabilizá-las. Esse tipo de ação compromete completamente a segurança da ‘operação sombra’, pois mudanças de modelagem invalidam os dados anteriores e, a menos que se executem novamente os dias passados, não há qualquer massa de dados válida para análise de PLD.

No entendimento do Grupo CPFL, a operação sombra ainda não atingiu os objetivos previamente estabelecidos haja vista o processo não estar completamente maduro, considerando ainda que no âmbito da presente CP há propostas em discussão. O resultado é que a massa de dados efetiva para análise se dará apenas a partir da estabilização do modelo e do bloqueio de novas interferências metodológicas, o que ocorrerá possivelmente após o prazo estabelecido pela governança do CNPE, qual seja, 31 de julho de 2019.

Recomenda-se que, uma vez estabilizado o modelo DESSEM e definido o arcabouço metodológico para o preço horário, a operação sombra tenha seus resultados reprocessados, minimamente em relação ao ano de 2019, a fim de compor uma massa de dados adequada para a análise com a metodologia aprovada.

2.8. Adequação das regras comerciais e da regulação vigente

Até o momento, as discussões têm se mantido em torno do modelo DESSEM. Em 2018, a ANEEL aprovou a proposta da CCEE de alteração dos cadernos de regras de comercialização, necessárias para o uso de PLD horário em seus processos e que vem utilizando na ‘contabilização sombra’. De acordo com posição da própria ANEEL, regras comerciais e princípios da regulação vigentes são adequados e pequenos ajustes poderão ser feitos após a implantação do preço horário.

A proposta inicial de regras de comercialização com preço horário foi discutida na Audiência Pública nº 20/2018 – AP20, resultando na sua aprovação por meio da Resolução Normativa nº 832/2018. Em seu voto, o Diretor Relator da ANEEL, responsável pela AP20, aprovou um bloco de caderno de regras para 2019 e outro bloco com vigência a partir de 2020, acatando pleito da própria CCEE, conforme figura:

Módulos – janeiro 2019	Módulos – janeiro 2020
Alocação de Geração Própria (AGP)	Alocação de Geração Própria (AGP)
Calculo de Desconto aplicado a TUSD/TUST	Balanco Energético
Comprometimento de Usinas	Calculo de Desconto aplicado a TUSD/TUST
Consolidação de Resultados	Comprometimento de Usinas
Contratação de Energia de Reserva	Consolidação do Resultados
Contratos	Contratação de Energia de Reserva
Encargos	Contratos
Garantia Física	Encargos
Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits	Garantia Física
Medição Contábil	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
Penalidades de Energia	Medição Contábil
Preço de Liquidação das Diferenças	Medição Física
Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	Mecanismo de Realocação de Energia
Receita de Venda de CCEAR	Penalidades de Energia
Glossário de Termos / Interpretações e Relação de Acrônimos	Preço de Liquidação das Diferenças
	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR
	Receita de Venda de CCEAR
	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear
	Repasse do Risco Hidrológico
	Tratamento de Exposições
	Votos e Contribuição associativa
	Glossário de Termos / Interpretações e Relação de Acrônimos

Contudo, a despeito de aprovar os cadernos em dois blocos, recomenda-se que a CCEE ajuste seus sistemas até julho de 2019, para que os agentes possam acompanhar a ‘contabilização sombra’, conforme o item 25 de seu voto, transcrito abaixo:

25. Desta forma, em resumo, a despeito da vigência dos cadernos contendo Preço Horário terem vigência somente em janeiro de 2020, recomenda-se à CCEE concluir as alterações sistêmicas até julho de 2019, assim conferindo aos agentes a possibilidade de acompanhar sua contabilização “sombra” de forma individualizada, fomentando a adaptação ao novo cenário e adaptações eventualmente necessárias.

Identifica-se, então, a necessidade de revisão dessas regras em face de tantas mudanças metodológicas, além de possíveis ajustes no âmbito regulatório. Até o momento, questões específicas em relação à forma de cálculo de encargos não estão totalmente esclarecidas. Como exemplo: há dúvidas em relação à dimensão diferente do CMO (48 valores x 6700 barras, por dia) em relação ao PLD (24 valores x 4 submercados, por dia); a elegibilidade em relação a situações de *constrained-on* e *constrained-off*; ou mesmo com a possibilidade de compensação entre horas com diferença negativa e positiva para saldo final.

Entende-se que discutir ajustes regulatórios apenas após a implantação do preço horário, à medida que se façam necessários, traz imprevisibilidade e insegurança ao mercado, podendo aumentar o risco de medidas judiciais o que pode prejudicar o funcionamento do mercado. É ideal que se tenha tempo de discutir com o mercado propostas que evitem problemas e que fomentem novos negócios. Assumir que a manutenção das regras e regulação vigentes são adequadas ao novo ambiente comercial com preço horário não garante a segurança do mercado. Assim, sugere-se que seja conduzido um processo de avaliação de regras, a fim de se identificar previamente essas lacunas e evitar impasses e incertezas que levam a potencial judicialização.

2.9. Despacho de curtíssimo prazo

Para a programação diária, problema de curtíssimo prazo, o detalhamento do modelo é essencial, características operativas e restrições precisam ser consideradas. O desenvolvimento do modelo ocorreu com transparência, com envolvimento dos agentes, por meio das FTs. Todos os dados e modelagens foram levantados em conjunto com os agentes de geração.

Contudo, a inserção desse conjunto de variáveis dificulta a previsibilidade, na medida em que as restrições operativas de curto prazo têm caráter conjuntural, dinâmico e de difícil estimação. Devido à instabilidade da 'operação sombra' (ajustes de modelo ainda em andamento; indefinição de dados térmicos; particularidades operativas não contempladas) não foi possível transmitir segurança quanto à aplicação da solução do modelo na programação diária. Por sua vez, para o mercado, essa modelagem complexa e de difícil entendimento constitui fator de insegurança na formação de preço.

O detalhamento do modelo proposto é adequado para a operação e ainda haveria níveis de detalhamento maior a tratar. Contudo há diversos pontos de indefinição que ainda precisam ser tratados, tais como: (i) custo de partida e parada, em que foi solicitada a intervenção da ANEEL, pois interfere em custo pré-acordado em leilões; (ii) separação entre dados dinâmicos, em que o agente pode alterá-los por critério operativo em qualquer dia, valendo para o dia seguinte, ou dados estáticos, em que o agente tem que declarar antecipadamente e só pode modificá-los sem autorização prévia por ocasião do PMO; (iii) descasamento entre modelos de curtíssimo, curto e médio prazo, em que restrições que estabelecem

valores médios por semana/mês podem não se aplicar à operação, pois aceitam variações horárias, como por exemplo: vazão do Rio São Francisco e fluxos de potência.

Portanto, entende-se que alguns desses itens precisam de intervenção de regulação para garantia da previsibilidade aos agentes o que deve ser esclarecido com antecedência mínima de 1 mês para implantação dos preços horários.

2.10. Previsão diária de vazões

A nova abordagem utiliza previsão diária de vazões com base no modelo já em uso no planejamento da operação, o que fornece insumo mais adequado para operação e formação de preço. A variabilidade de vazões, relativa à incerteza de chuvas é o principal fator de volatilidade de preços e há clara necessidade de melhoria. A adoção desse modelo permite menor interferência de dados informados por agentes na formação do preço.

A proposta para o modelo de previsão de vazões é utilizar o modelo atual (SMAP) ampliando sua aplicação para a totalidade das bacias hidrográficas brasileiras. Ela agrega previsibilidade desde que haja um bom insumo de dados meteorológicos.

O processo é seguro, pois é uma decomposição do processo atual. Cabe destacar que, até 2020, podem não estar modeladas todas as bacias hidrográficas, mas no tempo dessa CP, as bacias mais relevantes já estão incluídas, sendo suficiente para a implantação.

A metodologia proposta constitui uma importante melhoria, pois expande e refina a aplicação do modelo vigente para a previsão de vazões que, com a atualização diária, poderá captar com agilidade mudanças de origem climática que impactam a operação. Em relação ao mercado, esse ponto agrega uma dinâmica de preços mais rápida, com reação diária a mudanças de tempo/clima.

2.11. Previsão diária de carga

A nova abordagem utiliza previsão diária de carga com base no modelo já em uso na programação diária, o que fornece insumo mais adequado para operação. A carga é um fator de forte influência na operação e com a mudança para preços horários, passará a ter maior relevância também na formação de preço. Na nova abordagem, mais detalhada, faz-se necessário um modelo de carga mais detalhado, que forneça projeções semi-horárias por barra do sistema elétrico.

No início dos estudos referentes ao modelo DESSEM, previa-se o desenvolvimento de uma ferramenta que realizasse as previsões de carga a partir de determinadas premissas, definindo uma metodologia de previsão e tornando possível a replicação do estudo original. A ferramenta foi desenvolvida, porém não

atingiu os resultados esperados e, então, foi decidido pela CPAMP executar o modelo DESSEM usando a carga utilizada na programação diária atualmente, ao invés de aguardar melhor resposta da ferramenta em desenvolvimento, conforme mencionado no item 6.2, página: 14, do Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP n01-2019, que diz:

“A carga a ser utilizada como insumo para o modelo DESSEM, de acordo com o que foi deliberado na reunião plenária da CPAMP de 12/11/2018, deverá ser a mesma carga utilizada na Programação Diária da Operação, conforme Procedimento de Rede, Submódulo 5.43, até que se tenha o modelo de previsão de carga (PrevCargaDessem), desenvolvido pelo Cepel, apto para tal aplicação.”

Na programação diária a projeção de carga irá utilizar o modelo ANNSTLF, que foi adquirido de um centro de pesquisa americano (EPRI) e ajustado para uso na programação diária do sistema brasileiro. O ONS realizou reuniões para esclarecimento do processo, mas há etapas de ajustes heurísticos, conduzidos conforme a sensibilidade do analista que finaliza a projeção.

Em relação aos impactos decorrentes das definições de premissas do modelo de operação hoje vigente, os casos de atualização de previsões de carga posteriores à divulgação no PMO fragilizam a reprodutibilidade dos cenários de preço pelos agentes. Por isso é importante que esses modelos sejam cada vez mais robustos para garantir a assertividade das projeções com a antecipação necessária para que o mercado possa reproduzi-las.

Para ter acesso a esse modelo os agentes teriam de adquirir o programa junto a seu fornecedor americano e passar por treinamento com apoio do ONS no que se refere ao uso das funcionalidades desenvolvidas exclusivamente para este, um processo que pode ser demasiadamente completo e custoso. Se o preço for dado por modelo ‘com rede elétrica’, torna-se inviável a estimativa das cargas nas barras por modelo simplificado (alternativo), uma vez que essa distribuição é feita por modelo de fluxo de potência, o que pode ser um forte complicador para o mercado, mais um motivo pelo qual deve-se adotar o modelo ‘sem rede elétrica’. Faz-se fundamental, então, a disponibilização do histórico de carga da mesma forma que o ONS faz a sua previsão, ou seja, por ponto de conexão, para que cada agente também possa fazer a sua previsão ou até mesmo contratar/desenvolver um modelo alternativo para apoiar a decisão.

Sobre os impactos de reprodutibilidade podemos citar como exemplo o ocorrido recentemente onde tivemos a previsão de carga para Rv1 de Maio/2019. Naquela oportunidade, O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS havia feito uma previsão de carga para a Rv0, que 7 dias depois foi atualizada, elevando a previsão para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em quase 1 GW médio em todo o mês de maio, argumentando elevação da previsão de temperatura apesar da clara entrada de uma frente fria no final da semana. Posteriormente nas Rv2 e Rv3 o ONS corrigiu a previsão, dessa vez reduzindo em aproximadamente 300 e 600 MW médios respectivamente, no mesmo subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Este tipo de oscilação no preço, em função da alteração da previsão de carga, não é previsível nem reproduzível da forma como é realizada hoje.

A projeção de carga é conduzida por processos fechados no ONS, com foco na melhor informação para a programação (curtíssimo prazo) e planejamento de curto (semanal), médio (mensal) e longo (anual) prazos. Quanto maior o horizonte menor o detalhe e maior o grau de incerteza.

No âmbito da operação, a margem de erro desse modelo é pequena e este demonstra-se adequado e seguro. Entretanto, para o mercado, processos heurísticos interferindo na formação do preço, podem constituir fatores de insegurança. Assim, pode-se considerar que o modelo é eficaz para programação diária, mas para formação de preço recomenda-se a eliminação das heurísticas na projeção de carga e o total acesso a dados históricos de carga a fim de garantir a reprodutibilidade e a transparência no processo.

2.12. Previsão de geração de fonte eólica

A geração eólica tem comportamento intermitente, podendo oscilar fortemente em curto período de tempo (01h00), de modo que o modelo de previsão é de extrema importância para a abordagem proposta.

O modelo utilizado, PrevEólicas, foi desenvolvido pelo ONS e o processo foi conduzido com ampla participação dos agentes por meio das FTs. Há segurança no processo de previsão de geração, considerando a metodologia e os dados utilizados.

O modelo utiliza insumos de meteorologia (previsão de vento) e tem abordagem clara. Está disponível para os agentes e de posse dos dados, pode-se considerar o processo previsível. Contudo, dados históricos individuais são confidenciais e há fatores de ajustes que podem ser definidos diariamente pelo ONS que comprometem essa previsibilidade.

Propõe-se que os fatores de ponderação sejam calibrados mensalmente, divulgados no momento do PMO, com referido ajuste da resolução normativa.

Assim, entende-se que o modelo cumpre seu papel para a previsão da geração eólica, mas é preciso destacar que os resultados têm alto grau de variabilidade e o nível de erro é compatível com a complexidade da estimação dos dados de entrada. Dessa maneira, o uso desse modelo deixará os preços mais voláteis no curto prazo, principalmente nos submercados com maior inserção da fonte eólica na matriz, como é o caso do Nordeste.

Faz-se referência, neste momento, à Nota Técnica nº 151/2018 – Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica – **NT151**.

Sobre os **modelos meteorológicos utilizados**, verifica-se que os arquivos de vento previsto são advindos do modelo **Eta~5 km**. Contudo, sabe-se esse modelo foi descontinuado em **novembro de 2018**. Assim, **sugere-se a inclusão do modelo WRF~5km, atual modelo em operação disponibilizado pelo CPTEC**.

Referindo-se ao **melhor uso dos modelos atmosféricos**, vale ressaltar que a utilização de *ensemble* e desvios passados ajuda a reduzir erros em períodos e locais onde a condição atmosférica é mais contínua. Ou seja, em situação de avanços de sistemas atmosféricos no Sul ou instabilidade localizada (de curta duração) no verão, a metodologia descrita se torna menos eficiente, apresentando mais erros, como observado nas páginas 86, 87 e 88, da referida NT151. Ou, ainda, na página 105, da mesma NT, onde a previsão combinada não conseguiu ver a alta geração observada no Sul devido ao avanço de um sistema de alta pressão. Nesse sentido, **solicita-se que seja incluída na metodologia de peso da participação de cada modelo na previsão combinada, a destreza dos modelos para diferentes períodos do ano, levando-se em consideração, também, que existem diferenças entre modelo global e regional e descartando os modelos que não apresentam bom desempenho, como foi o caso do modelo BAM na avaliação realizada nesse documento**.

Finalmente, aponta-se a necessidade de ajuste no texto, mais precisamente na página 54 da NT151, em que é descrito o efeito de brisa existente no litoral, conforme transcrito na sequência:

“... Sabe-se, por exemplo, que durante o dia os ventos possuem direção da terra para o mar, pois o vento desloca-se do ponto onde a pressão é mais alta para onde esta é mais baixa. Devido ao calor específico alto da água, o continente sofre variações de temperatura muito maiores que o mar. Assim sendo, durante o dia o continente está em uma temperatura mais alta do que o oceano, tendo maior pressão. À noite, a situação se inverte, e a água demora muito mais tempo para perder calor que a terra, sendo a pressão sobre o oceano mais elevada, fazendo com que o vento se direcione do mar para o continente.”

Entende-se que a descrição se encontra invertida. A descrição correta seria:

“... Sabe-se, por exemplo, que durante o dia os ventos possuem direção do mar para a terra, pois o vento desloca-se do ponto onde a pressão é mais alta para onde esta é mais baixa. Devido ao calor específico alto da água, o continente sofre variações de temperatura muito maiores que o mar. Assim sendo, durante o dia o continente está em uma temperatura mais alta do que o oceano, tendo menor pressão. À noite, a situação se inverte, e a água demora muito mais tempo para perder calor que a terra, sendo a pressão sobre o oceano menos elevada, fazendo com que o vento se direcione do continente para o mar.”

3. Considerações finais

O Grupo CPFL considera que a adoção de preços horários é um dos pilares importantes para o sucesso da premente reforma setorial, pleiteada pelo mercado e sociedade, como se observa nos resultados obtidos com a CP33.

Entende-se que o modelo proposto pode trazer benefícios para os negócios no curto e médio prazo, mas aumenta o risco de mercado para os negócios, principalmente no curto prazo. Acredita-se, também, que pode contribuir para a modicidade tarifária e gerar mais oportunidade de negócios no médio prazo (2 a 3 anos), mas também pode agravar problemas atuais como GSF e volatilidade de preços no curto prazo, ou ainda gerar novas questões passíveis de judicialização, tais como a interferência direta de dados informados por agentes no preço da energia, ou o pleito de novas remunerações (encargos) para cobrir novas exposições.

Essas questões podem ser mitigadas pela criação ou revisão de regras e regulamentos que equilibrem os interesses do mercado e da operação, impedindo interferências indesejados ao preço ou mesmo ao exercício de poder de mercado.

Não encontramos questões impeditivas em relação ao modelo proposto, porém a principal fragilidade é a indefinição quanto a formação do PLD horário, que também será afetada por mudanças em relação à revisão do regulamento sobre os limites do PLD, já em discussão.

Sobre a questão do uso da rede elétrica na formação de preço, caso a solução adotada seja 'com rede', isso viola o conceito atual de PLD que restringe a representação de restrições elétricas internas apenas àquelas que afetam submercados e que têm caráter estrutural. No caso 'sem rede', as restrições dinâmicas de intercâmbio recentemente adicionadas para os submercados NE e NO transferem para o modelo apenas o conjunto de restrições que afeta esse limite, mas ainda violando o conceito de restrições estruturais, pois no modelo DESSEM, por definição de seu propósito operativo, todas as restrições são conjunturais.

Assim, nenhuma das soluções propostas para a formação do PLD horário estão previstas no regulamento atual de governança do PMO e formação do PLD, de que trata a Resolução Normativa nº 843/2019, o que exige a composição de uma nova proposta ou a revisão da norma, com ampla análise e divulgação das consequências dessa decisão para o mercado.

A formação de preços críveis e o mais próximo possível da realidade de operação são duas medidas essenciais, mas não há como se atingir a credibilidade da formação dos preços sem o amparo de regras transparentes, cujo acesso esteja disponível de forma isonômica a todos os agentes do setor.

Portanto, reitera-se que o **Grupo CPFL apoia a implementação do preço horário, mas de forma cautelosa e com segurança**, levando-se em conta a governança do PLD, de forma que os agentes tenham conhecimento e acesso não só ao modelo DESSEM, como também aos seus dados de entrada e programas auxiliares, inclusive com tempo hábil para adaptação e testes de todas as propostas de mudança de dados de entrada dos modelos.