



Contribuição da Enel Brasil à Consulta Pública MME nº 103/2020

A Enel Brasil (ENEL) parabeniza o Ministério de Minas e Energia pela possibilidade de ampla discussão com o setor elétrico acerca das melhorias contínuas nos programas computacionais utilizados pelas instituições e agentes, através da Consulta Pública nº 103/2020 de documentação técnica do Grupo de Trabalho - GT de Metodologia da CPAMP, com o objetivo de colher subsídios para os temas de Volatilidade do CMO/PLD, Representação Hidrológica e Produtibilidade Hidroelétrica.

A ENEL apresenta abaixo suas contribuições aos relatórios técnicos do GT Metodologia da CPAMP disponibilizados para avaliação:

1. Efeitos recentes da modelagem observados na operação e no cálculo do preço

Desde setembro de 2020, o mercado vem acompanhando a situação hidrológica do Setor Elétrico. Destaque-se a ocorrência de aflúências entre as mais críticas do histórico de quase 90 anos, e com níveis de armazenamentos extremamente baixos em novembro e dezembro de 2020, comparáveis apenas aos verificados em 2014. É, portanto, esperado e desejável que o Operador Nacional do Sistema – ONS adote as medidas cabíveis para assegurar a confiabilidade do atendimento à demanda. É necessário, entretanto, que tais medidas sejam refletidas de forma transparente e tempestiva no preço de operação do sistema. Somente assim os agentes poderão adotar medidas eficientes de mitigação de risco.

A ENEL gostaria de endereçar algumas questões, que tem afligido aos agentes, assim como também ao ONS¹ e à CCEE². É consenso no setor de que o Sistema está mais sujeito a variações, por ter atualmente uma menor capacidade de regularização dos reservatórios. Dentro deste cenário, a volatilidade passa a ser esperada.

A primeira questão refere-se à demora da reação de subida dos preços após queda nas aflúências, partindo de uma situação de armazenamento mais confortável, como ocorreu de setembro a novembro de 2020. O gráfico³ a seguir apresenta os principais indicadores para o Sudeste nesse período, onde se observa que ao longo do mês de setembro os valores de PLD sofreram pequena alteração mesmo considerando a redução da previsão de energia afluyente, e a redução do nível de armazenamento dos reservatórios. A reação do preço às condições do

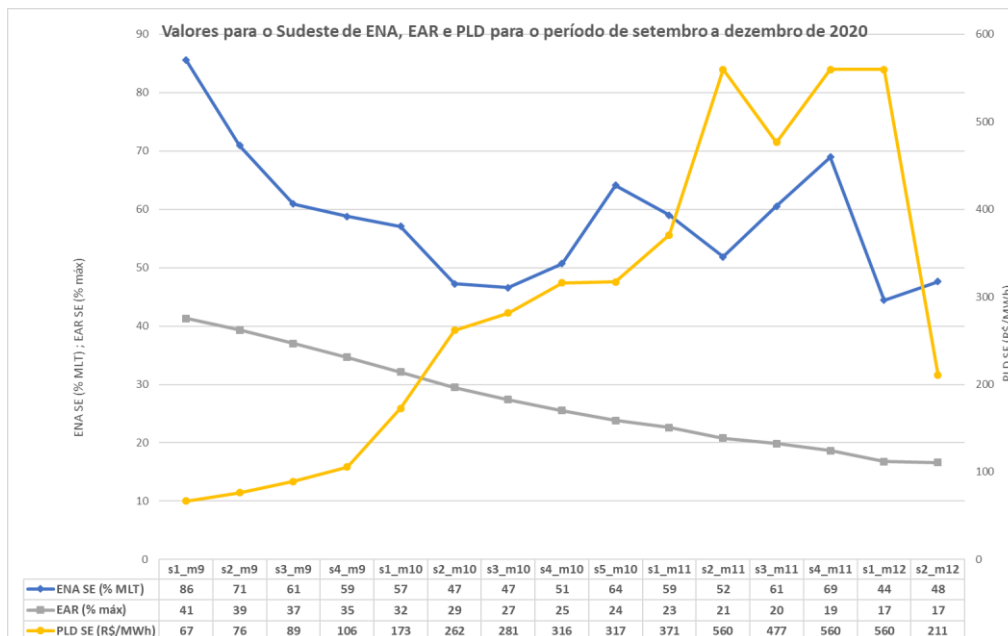
¹ Conforme decisões do CMSE consubstanciadas em estudos elaborados pelo ONS é expressada a preocupação do operador com a garantia de segurança energética. Adicionalmente, o ONS propôs a utilização novamente de curvas de referência de armazenamento meta, à exemplo das curvas de aversão a risco utilizadas no passado.

² Conforme artigo publicado em 10/12/2020 na coluna *ENERGIA HOJE* da Editora Brasil Energia: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/volatilidades-inexplicaveis-entram-na-pauta-da-ccee/>

³ Nos gráficos, a nomenclatura s1_m9 corresponde à primeira semana do mês de setembro. Essa nomenclatura é utilizada em todos os gráficos apresentados no texto.

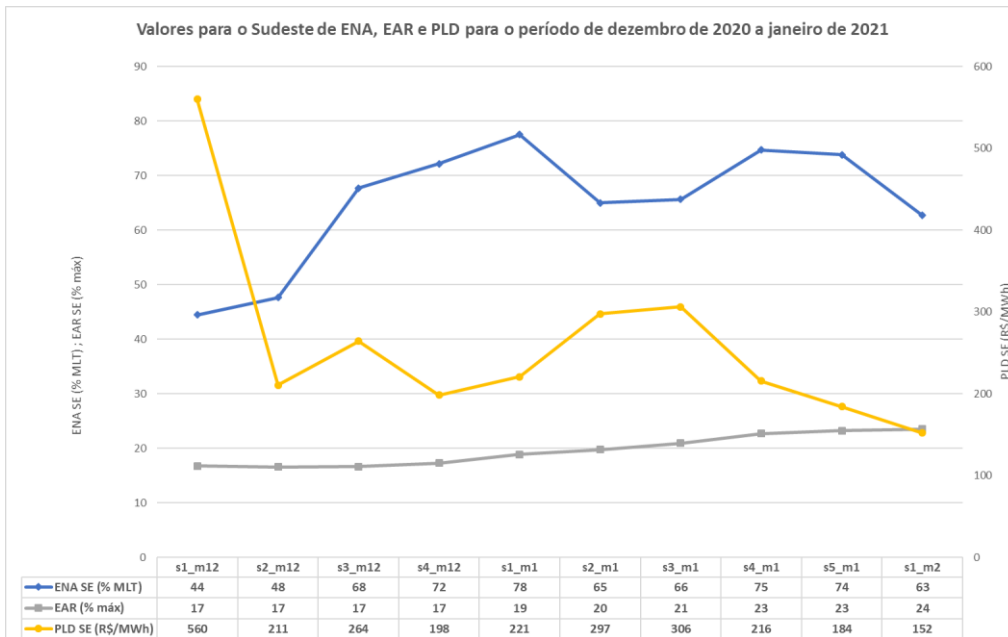


sistema só ocorreu inicialmente no mês de outubro, porém o PLD alcançou o valor máximo apenas no mês de novembro de 2020, com o armazenamento do Sudeste abaixo de 20% máx.

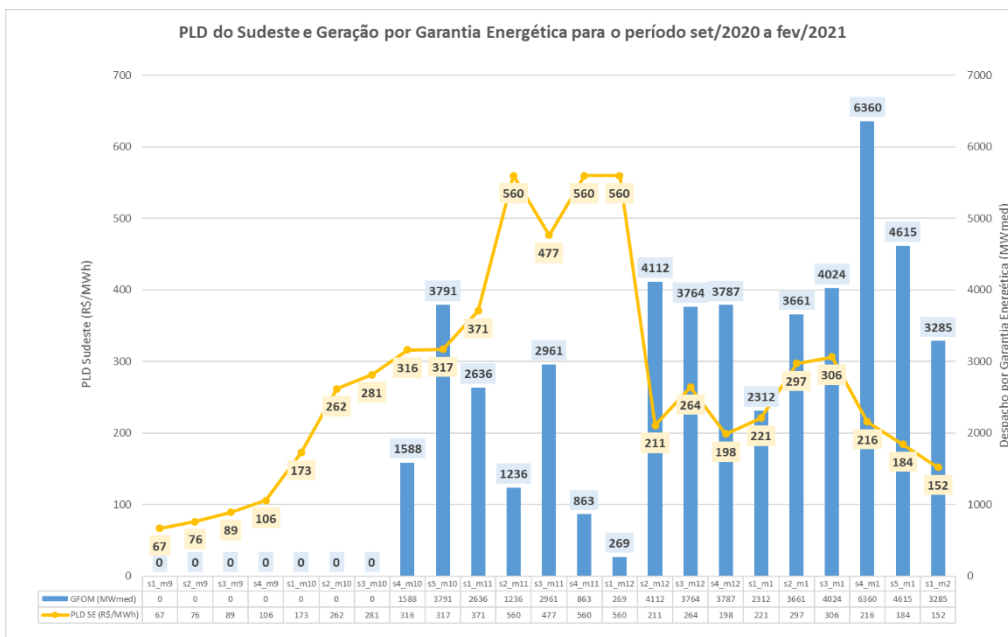


A segunda questão refere-se à forte redução dos preços quando houve alteração de dados dos modelos em função da Resolução nº 51/2020 da ANA⁴ e uma previsão mais otimista das vazões de dezembro de 2020 para janeiro de 2021. O gráfico a seguir apresenta os principais indicadores para o Sudeste nesse período, no qual observa-se que no início de dezembro de 2020, o PLD do Sudeste alcançou o valor máximo (R\$ 560/MWh), e logo em seguida se reduziu à metade acompanhado por uma melhora nas afluições, sendo que na virada do ano a previsão de ENA semanal para o Sudeste foi de 89% MLT enquanto a ENA verificada foi de 78% MLT, um desvio de 11% da MLT.

⁴ A Resolução nº 51/2020 da ANA refere-se à autorização especial para operação excepcional do Sistema Hídrico do Rio São Francisco em dezembro de 2020. Apesar de sua excepcionalidade, a Aneel orientou o ONS a atualizar a informação, o que foi revisto por deferimento da medida cautelar da Diretoria da Aneel no final de dezembro de 2020 com base nos princípios de previsibilidade previstos na Resolução nº 7/2016 do CNPE.



A terceira questão é o nível de despacho por Garantia Energética que vem sendo crescente com a redução do PLD. O gráfico a seguir ilustra esses valores. A partir do início do despacho de Garantia Energética até o fim do mês de novembro de 2020, o despacho médio foi da ordem de 2.000 MWmed com redução nas semanas em que o PLD alcançou seu valor máximo (nessas semanas o CMO alcançou valores entre R\$ 600/MWh e R\$ 750/MWh). Em contraponto, a partir da segunda semana do mês de dezembro de 2020, com a redução do PLD, houve elevação do despacho por Garantia Energética, alcançando em média 4.000 MWmês, com pico de 6.400 MWmês.





Um efeito perverso do despacho por Garantia Energética é o comportamento artificialmente decrescente do PLD, observado especialmente desde a terceira semana de janeiro de 2021. Tal redução acentua o valor dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS, na medida em que o ressarcimento aos geradores térmicos é feito pela diferença entre o custo variável unitário das térmicas despachadas e o PLD, e que os ESS para importação são pagos pelos consumidores pela diferença entre o preço ofertado e o PLD. Assim, a redução do PLD eleva o volume de geração térmica despachada por Garantia Energética assim como amplifica a valoração desse volume.

É importante destacar, que as decisões externas aos modelos, aprovadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, desde outubro de 2020, resultaram em Encargos de Serviços de Sistema – ESS extremamente elevados, pagos por todos os consumidores. Conforme relatórios da CCEE, os valores de ESS por Garantia Energética, em dezembro de 2020 e em janeiro de 2021, foram de R\$ 1,6 bilhão em cada mês, levando a pagamentos da ordem de R\$ 37/MWh pelos consumidores livres, imediatamente, e pelos consumidores cativos, a seu tempo.

Está claro que os modelos computacionais utilizados no planejamento e na programação da operação e no cálculo do preço do mercado de curto prazo necessitam de aperfeiçoamentos, para melhor representar as condições operativas reais. Contudo, esses aprimoramentos não terão os efeitos esperados se os modelos não incorporarem a aversão ao risco do operador, criando consistência com a realidade. É essencial que as premissas adotadas nos modelos de formação de preço estejam alinhadas com essa aversão a risco, mitigando a necessidade de medidas heterodoxas externas à formação de preço.

Por todo o exposto, a ENEL entende ser necessário aperfeiçoar a sensibilidade da operação do SIN à consideração da incerteza das vazões previstas, e a operação com uma aversão a risco maior pode ser recomendável, como por exemplo, operar o sistema com níveis de armazenamento mais elevados.

2. Representação Hidrológica nos modelos

A consideração da tendência hidrológica do passado recente como variável de estado mostrou-se necessária no relatório de avaliação de volatilidade do CMO/PLD, não sendo recomendada a sua supressão na representação da função de custo futuro do Newave (FCF-NW). Contudo, permanecem os efeitos nos resultados do modelo Newave da atualização mensal dessa informação e da modelagem do PAR(p) que causa propagação da tendência hidrológica por vários meses.

Uma forma de redução desse efeito é o cálculo da FCF-NW não condicionado à tendência hidrológica do passado recente, como é feito pela EPE nos seus estudos do Plano Decenal – PDE, especialmente ao se pontuar que desde janeiro de 2020, a FCF-NW é calculada com a reamostragem dos cenários das simulações *forward*, o que confere uma maior cobertura dos estados do sistema adotados nesse cálculo. Cabe ressaltar que a consulta a essa FCF-NW



considerando a tendência hidrológica do passado recente será feita pelo modelo Decomp, ajustando os custos marginais ao estado conjuntural do sistema. O cálculo da FCF-NW não condicionada ao passado recente evita a flutuação da sua estimativa ao sabor da tendência hidrológica como se observa a cada mês que a FCF-NW é reprocessada.

Uma desvantagem do cálculo da FCF-NW não condicionado ao passado recente é que os estados de tendência hidrológica utilizados nesse cálculo estarão mais distantes dos estados que serão consultados pelo modelo Decomp. Uma forma de compensar esse efeito é a revisão dos parâmetros da FCF-NW (número de simulações *forward* e de aberturas). O aumento desses parâmetros tem efeito direto para o aumento do tempo de processamento do modelo, o que demanda a reprogramação dos modelos para aumento da eficiência computacional.

Assim, a ENEL sugere a elaboração de estudos e *backtests* de PMO e PLD em que o cálculo da FCF-NW é feito não condicionado ao passado recente, assim como a reavaliação dos parâmetros do cálculo da FCF-NW, sendo essa revisão condicionada ao aumento de eficiência computacional dos modelos. Reforça-se que a tendência hidrológica do passado recente será considerada pelo Decomp na consulta à FCF-NW e o resultado da FCF do Decomp será condicionado ao passado recente.

3. Governança do processo de preços.

Por fim, a ENEL atenta sobre a necessidade de manter-se o objetivo da previsibilidade do processo de cálculo do preço do mercado de curto prazo, e, portanto, considera imprescindível o respeito à Resolução CNPE nº 07/2016. Adicionalmente, a Enel reforça a necessidade de elaboração de operação sombra para as alterações aprovadas pela CPAMP até sua implantação.