

CT-0048/2021

Brasília, 29 de setembro de 2021.

Ao Senhor
Luiz Carlos Ciocchi
Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Mudanças de cotas de UHEs no modelo Decomp e acoplamento da cadeia de modelos

Senhor Diretor-Geral,

Cumprimentando cordialmente V.Sa., e desde já externando a integral compreensão da Abraceel sobre a necessidade de adoção de medidas excepcionais para assegurar o suprimento de energia elétrica ao país durante a grave situação hídrica que sofremos, entendemos, todavia, que é importante a reflexão sobre o desacoplamento entre os modelos Newave e Decomp, ocorrido desde a RV3 de setembro.

Como se sabe, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) decidiu, em sua 5ª reunião, realizada em 31 de agosto, “determinar ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997”.

Em razão disso, o Operador recebeu novas informações cadastrais dos agentes, as quais tornou públicas na Carta CTA-ONS DGL 1964/2021, de 13 de setembro. Como consequência, alguns agentes passaram a informar os novos dados de cotas mínimas operativas via FSAR-H.

Na RV3 de setembro, o ONS optou por considerar essas flexibilizações no modelo Decomp, o que gerou redução dos volumes mínimos de alguns reservatórios, e conseqüentemente, aumento da capacidade de armazenamento do sistema. Porém, ao atualizar esses valores no decorrer do mês, ocorreu desalinhamento no momento de consultar a Função de Custo Futuro (FCF) do Newave, dado que esse modelo não estava com a nova configuração, pois foi rodado no início do mês.

Quando questionado, na reunião online semanal de 17 de setembro, o ONS justificou que a melhor representação da realidade foi o principal motivador da decisão, e comentou sobre o caráter conjuntural das flexibilizações, razão pela qual o cálculo das ENAs, MLTs e armazenamentos permaneceriam inalterados nos relatórios divulgados pelo Operador. Tal resposta foi posteriormente ratificada no Fórum de dúvidas da RV3 de setembro e no respectivo Informe do Programa Mensal da Operação dessa revisão:

“para fins de acompanhamento dos dados verificados e sua compatibilização com o histórico, não haverá alteração da Energia Armazenada Máxima (EAR_{máx}). No entanto, para fins da programação da operação, serão considerados os níveis mínimos flexibilizados dos reservatórios, conforme declaração dos agentes. Dessa forma, os percentuais do EAR verificados a partir de 14/09/2021 não serão comparáveis com os resultados obtidos pelos modelos DESSEM e DECOMP.”

Na reunião do PMO de outubro, realizada no dia 23 de setembro, o ONS apresentou análise das alternativas para representação de flexibilização nos modelos. Várias aproximavam o acoplamento entre os modelos, mas a opção foi a alternativa 1, na qual são representadas as flexibilizações dos volumes mínimos apenas nos modelos Decomp e Dessem, mas não no Newwave, vide figura a seguir.

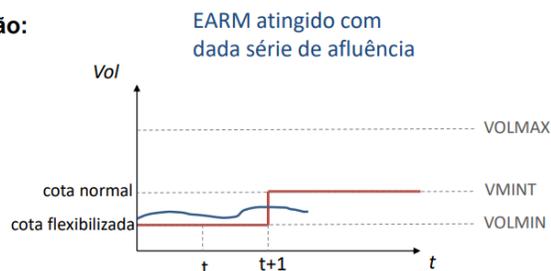
Alternativas para representação de flexibilização nos modelos

Alternativa	Modelo NEWAVE	Modelo DECOMP /DESSEM	Prós	Contras
Alternativa 1	Não representar	Cota flexibilizada via registro AC	Não necessita de alteração no NEWAVE	Aproximação no acoplamento DECOMP e NEWAVE (EARM com base em volumes úteis diferentes). Referência diferente para volume inicial.
Alternativa 2	VOLMIN = cota flexibilizada em todo horizonte	Cota flexibilizada via registro AC	Acoplamento ok (EARM com mesma base)	Cota flexibilizada em todo o horizonte (deveria ser conjuntural, até nov/21). Alteração da referência ao longo de todo horizonte
Alternativa 3	VOLMIN = cota flexibilizada em todo horizonte; e VMINT = cota flexibilizada até nov/21 e cota normal após nov/21	Cota flexibilizada via registro AC	Acoplamento ok (EARM com mesma base)	Inviabilidade caso a restrição de VMINT não possa ser atendida. Alteração da referência ao longo de todo horizonte
Alternativa 4	VOLMIN = cota flexibilizada em todo horizonte; e VMINT = cota normal em todo o horizonte	Cota flexibilizada via registro AC	Acoplamento ok. Não ocorre inviabilidade no NEWAVE, desde que o volume inicial parta acima da restrição de VMINT.	Não representa corretamente a determinação da CREG. Caso o volume inicial < cota normal, ele tem que ser alterado. Alteração da referência ao longo de todo horizonte
Alternativa 5	Não representar	Não representar	Acoplamento ok (EARM com mesma base)	Não representar o recurso adicional no DECOMP e DESSEM afasta da realidade operativa.

Em sua justificativa, o ONS apontou que (i) a versão atual do Newwave pode apresentar inviabilidade ao representar a variação da restrição de volume mínimo físico ao longo do horizonte, conforme figura a seguir apresentado no PMO, (ii) é preciso respeitar a determinação da CREG para representar as flexibilizações até o prazo de novembro/2021 e (iii) não deveria ser alterada a configuração estrutural do sistema que foi utilizada para fins de calibração dos mecanismos de aversão ao risco.

Problemas em adotar a flexibilização de forma conjuntural no NEWAVE:

Restrição:



Inviabilidade:

Série de afluência mais crítica pode não ser suficiente para recuperar o armazenamento do REE e atender a restrição, tornando o caso inviável.

Como se vê, o ONS aponta que a cota mínima conjuntural pode levar a inviabilidade do modelo Newwave em função da não garantia de que todas as séries seriam capazes de realizar a elevação de energia armazenada para determinado Reservatório Equivalente de Energia entre os meses de novembro e dezembro/2021. Entretanto esse risco também parece existir a partir do PMO de novembro/2021 para o modelo Decomp, uma vez que haverá o degrau entre as etapas determinísticas (primeiro mês) e a estocástica (segundo mês). Adicionalmente, consideramos que ainda podem ser avaliadas soluções para contornar a possibilidade de inviabilidade do Newwave, como por exemplo, manter a flexibilização por um período maior, independentemente da declaração da restrição.

Além disso, o Operador pontuou que os modelos Decomp e Dessem representam de forma mais detalhada restrições e flexibilizações conjunturais, permitindo sua aplicação para horizonte específico, e que os recursos disponibilizados pela flexibilização dos níveis permitirão o atendimento adequado de outras restrições (ex: vazões mínimas), em consonância com a operação em tempo real.

Nesse cenário, questionamos se não seria relevante a manifestação do CEPEL, como desenvolvedor da cadeia de modelos e profundo conhecedor do tema, sobre a garantia de essa troca entre acoplamento e representação das cotas mínimas realmente refletir melhor representação da realidade, confirmando que, mesmo sem o acoplamento entre Newave e Decomp, a informação que é trazida do futuro não compromete a resposta do Decomp.

Vale ressaltar que a solução do problema de otimização hidrotérmico envolve decompor o problema em uma cadeia de modelos, conectados por meio da FCF, com o uso de variáveis de acoplamento como energias armazenadas iniciais e energias naturais afluentes passadas, de tal forma que é importante que os modelos utilizem a mesma base para calcular as variáveis de acoplamento. A recente flexibilização parece fazer com que o modelo Decomp consulte a FCF calculada pelo modelo Newave em um estado mais otimista, o que afeta os valores esperados do custo total de operação e os custos marginais obtidos, sugerindo uma operação que utiliza mais recurso hidráulico e menos termoeletrico, suscitando dúvidas se é aderente à política operativa praticada pelo ONS nos últimos meses.

Como tal alteração foi motivada pela CREG, a CCEE já se posicionou no sentido de aplicar a previsibilidade na formação do PLD, de acordo com a Resolução CNPE 07/2016, o que a Abraceel defende. Além disso, é válido apontar que a CREG indicou sua utilização na operação do sistema, principalmente como recurso para atendimento de ponta, sem indicações em relação a sua utilização nos modelos de planejamento energético.

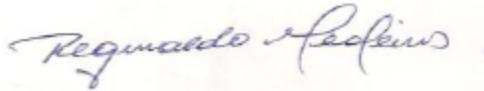
Assim, o que se busca discutir é se, do ponto de vista metodológico, o acoplamento entre os modelos não deveria ser preservado, para garantir que a solução obtida seja mais coerente com a realidade que se deseja representar, uma vez que a informação que está sendo trazida do futuro pode não estar coerente com a realidade.

É importante lembrar, por exemplo, que outros recursos adicionais para o enfrentamento da crise, tais como a Redução Voluntária da Demanda e gerações emergenciais, todas de caráter temporário, não estão sendo modeladas por determinação de órgãos superiores. Ademais, o sistema já passou por situação em que, mesmo operando abaixo das cotas mínimas de algumas usinas, o ONS decidiu por não modelá-las, priorizando a consistência da cadeia de modelos, e usando essa geração adicional como manobra no dia a dia da operação. É o caso, por exemplo, de Itaipu, para a qual, desde o final do ano passado, o ONS não tem modelado o aproveitamento que vem ocorrendo em cotas abaixo da cota cadastral.

Assim, a Abraceel entende como relevante a avaliação de como o acoplamento entre os modelos é afetado pela modelagem da flexibilização de cotas apenas no modelo Decomp, cabendo refletir se, entre a tentativa de aproximação da realidade via representação dos dados de entrada e o distanciamento da realidade no desacoplamento da função de custo futuro, o resultado final se aproxima ou se distancia da realidade operativa. Neste contexto, tal reflexão passa por rever as alternativas apresentadas pelo ONS, mas consideradas descartadas como solução.

Sendo isso o que tínhamos para apresentar, agradecemos a costumeira atenção e nos colocamos à disposição para agendar, assim que possível, uma discussão mais aprofundada do tema com nossas associadas, dada a relevância do tema.

Atenciosamente,



Reginaldo Medeiros

Presidente Executivo da Abraceel