

Título: Avaliação do comportamento da energia armazenada do submercado norte no modelo decomp para os pmos de janeiro e março de 2022

Nº de Páginas: 13

Nº de Anexos: 0

Dados do Cliente:

Comissão Permanente Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - GT-Metodologia/CPAMP

Responsável:

Rodrigo Sacchi (CCEE), e-mail: rodrigo.sacchi@ccee.org.br

Departamento: Departamento de Sistemas Eletroenergéticos

Nº do PEP:

Centro de Lucro: C250000101

Centro de Custo: C205000018

Resumo:

Este relatório descreve uma análise de casos onde observou-se comportamento do modelo DECOMP diferentes da operação do sistema em relação ao armazenamento de água em usinas hidrelétricas do Norte. Assim, o relatório tem como objetivo explicar detalhadamente os motivos para tal comportamento.

Observações:

Autores:

André Luiz Diniz Souto Lima - Cepel
Lílian Chaves Brandão dos Santos - Cepel
Pedro Tiago M. Lira - City Connect

Palavras-Chave:

Energia armazenada
Valor da água
Vertimento

Classificação de acesso:

Público Interno Setorial Confidencial

Aprovação e data de emissão

Flávio Rodrigo de Miranda Alves
Chefe do Departamento de Sistemas
Eletroenergéticos - DSE

Tel.: 21-2598-6258

E-mail:

frma@cepel.br

Aprovação e data de emissão

Maurício Barreto Lisboa
Diretor de Tecnologia

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Projeto DECOMP

Relatório Técnico 1952 / 2022

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA ENERGIA ARMazenADA DO
SUBMÉRcADO NORTE NO MODELO DECOMP PARA OS PMOS DE
JANEIRO E MARÇO DE 2022**

Maio / 2022

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	3
1 INTRODUÇÃO	4
2 DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO OBSERVADO NO CASO	4
2.1 Energia armazenada nos submercados	4
2.2 Vertimento	5
3 ANÁLISE DO CASO	7
3.1 Energia armazenada no Norte	7
3.2 Volumes armazenados nos reservatórios	7
3.3 Valor da água das usinas	8
3.4 Custo marginal de operação	9
3.5 Penalidade para o vertimento	10
4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	10
5 CONCLUSÕES	12
REFERÊNCIAS	13

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório descreve a análise, realizada pelo CEPEL, do comportamento da energia armazenada do submercado Norte nos PMOs de Janeiro/22 revisão 1 e Março/22 revisão 0.

Motivação: Alguns agentes do setor elétrico questionaram o comportamento observado, em dois casos do modelo DECOMP, no que diz respeito ao armazenamento das usinas do submercado Norte. Como é importante que eventuais dúvidas sobre a modelagem do problema e os resultados da operação sejam esclarecidas, o CEPEL realizou uma análise mais detalhada dessa questão, de forma a dirimir eventuais dúvidas.

Objetivos: O objetivo deste relatório é analisar com mais detalhes a operação encontrada pelo modelo DECOMP para as usinas no submercado Norte, nos casos mencionados acima, de forma a trazer evidências e justificar os motivos de tal comportamento, além de avaliar propostas metodológicas para mitigar esse comportamento.

Metodologia: Primeiramente, são apresentados os PMOs e os resultados que causaram dúvidas em relação à operação encontrada pelo modelo DECOMP. Em seguida, os resultados de tais PMOs são levantados e analisados detalhadamente quanto a algumas grandezas envolvidas, tais como: energias armazenadas, volumes armazenados, vertimentos, valores da água e custos marginais de operação, de forma a mostrar que a operação do modelo está coerente e compatível. Finalmente, são apontados os motivos de tal comportamento, visando um melhor entendimento da modelagem adotada hoje, e propõem-se soluções futuras para aderir melhor a modelagem à realidade, através do uso de pequenas penalizações.

Resultados: A análise mostrou que o excesso de água no sistema Norte leva à necessidade de vertimento de suas usinas. Além disso, custos marginais de operação nulos e restrições impostas aos modelos fazem com que seja indiferente para alguns reservatórios conservar seu volume armazenado no máximo ao longo de todas as semanas, vertendo o excesso de água no final, ou deplecionar o reservatório ao longo do estudo, recuperando o armazenamento ao final. Com isso, conclui-se que o comportamento observado não configura uma inconsistência na modelagem ou na implementação do modelo. No entanto, é possível mitigar esse comportamento com uma proposta, feita pelo CEPEL, de uso de penalidades pequenas adicionais para estimular, em caso de indiferenças em termos de custo, a manutenção do armazenamento ao longo de todo o horizonte de estudo.

1 INTRODUÇÃO

O modelo DECOMP tem como objetivo determinar a operação de menor custo para sistemas hidrotermo-eólicos interligados, considerando o critério de aversão ao risco CVaR [1], [2]. Além de todas as funcionalidades existentes no modelo para considerar as características físicas e operativas das usinas hidrelétricas, são impostas restrições adicionais ao modelo para que a operação encontrada aproxime a operação dada pelo modelo em relação à prática operativa do ONS.

Em alguns casos da Programação Mensal da Operação (PMO), como a revisão 1 de janeiro e a revisão 0 de março de 2022, foram observados comportamentos relatados como incompatíveis entre o modelo DECOMP e a operação prática do sistema, em relação à energia armazenada no subsistema Norte. Observou-se que, em períodos semanais situados no meio do horizonte de estudo desses casos, a energia armazenada do submercado Norte possui uma queda acentuada, voltando a aumentar no(s) período(s) seguinte(s). Nesse contexto, a motivação deste documento é fornecer maiores detalhes para o entendimento dos motivos pelos quais o modelo toma tais decisões para a operação das usinas hidrelétricas do submercado Norte.

Inicialmente, esclarecemos que um deplecionamento mais elevado no reservatório de uma usina hidrelétrica pode acontecer, em princípio, por alguns motivos como:

- valor da água zero, fazendo com que verter ou armazenar água seja indiferente em termos de custos operativos. Normalmente isso ocorre em cenários de abundância de água na bacia e, para evitar esse comportamento, introduzem-se no modelo "micro" penalidades ao vertimento da usina, que devem ser pequenas o suficiente para não "perturbar" a operação econômica porém grande o suficiente para fazer com que, em situação de indiferença, o modelo prefira armazenar água.
- atendimento a restrições (inflexibilidades) operativas da usina ou a jusante na cascata, como por exemplo restrições de defluência mínima, armazenamento máximo devido a volumes de espera, restrições de geração mínima, entre outros.

Nas próximas seções serão analisados os resultados dos casos de PMO para avaliar os motivos e causas deste comportamento observado no modelo.

2 DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO OBSERVADO NO CASO

Os casos de PMO da revisão 1 de janeiro de 2022 e revisão 0 de março de 2022 apresentaram os resultados descritos a seguir.

2.1 Energia armazenada nos submercados

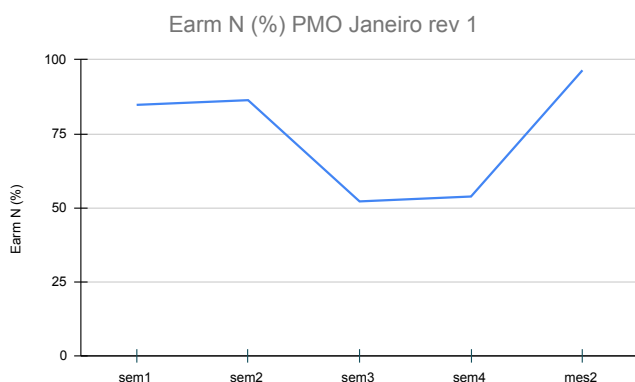
Através das Tabelas 1 e 2, percebe-se uma grande redução na energia armazenada ao final das semanas 3 e 4 (rv1 de Jan/2022) e semana 4 (rv0 de Março/2022), seguidas de novos aumentos ao final dos períodos seguintes. Além disso, como mostrado na Figura 1, observa-se que o submercado Norte recupera sua energia armazenada no segundo mês do estudo em ambas as revisões, chegando no final do horizonte com 96.44% (caso janeiro) e 99.9% (caso março) de sua energia armazenada máxima, na média dos cenários. A evolução da energia armazenada no submercado Norte pode ser observada na Figura 1.

Tabela 1: Energia armazenada final (em % da energia armazenada máxima) em cada subsistema nos períodos determinísticos na rv1 do PMO de janeiro de 2022.

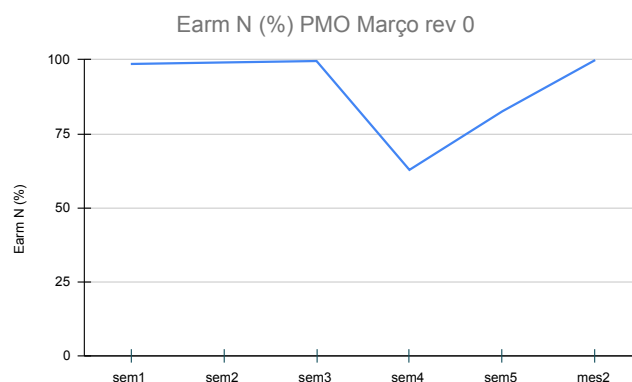
Submercado	Nº	Inicial	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04
SE	1	29,2	33,5	36,2	38,8	41,7
S	2	41,6	38,3	35,5	34,1	34,4
NE	3	58,5	65,5	70,7	71,9	68,9
N	4	72,4	84,8	86,3	52,2	53,8

Tabela 2: Energia armazenada final (em % da energia armazenada máxima) em cada subsistema nos períodos determinísticos na rv0 do PMO de março de 2022.

Submercado	Nº	Inicial	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
SE	1	57.1	59.4	60.8	62.6	64.6	66.4
S	2	28.9	28.9	28.7	29.1	29.6	30.5
NE	3	81.9	86.0	89.4	91.0	92.9	93.6
N	4	97.7	98.6	99.1	99.6	62.8	82.6



(a) PMO Janeiro/22 revisão 1



(b) PMO Março/22 revisão 0

Figura 1: Evolução da energia armazenada (em %) do submercado Norte.

2.2 Vertimento

Observou-se que a diminuição da energia armazenada observada no Norte está associada com altos vertimentos dos reservatórios deste submercado, principalmente da usina de Tucuruí. A Figura 2 mostra a evolução das vazões turbinadas e vertidas nesta usina, na qual é possível observar os altos vertimentos principalmente na semana 3 (PMO de janeiro) e na semana 4 (PMO de março), associados a uma considerável diminuição na energia armazenada do submercado Norte.

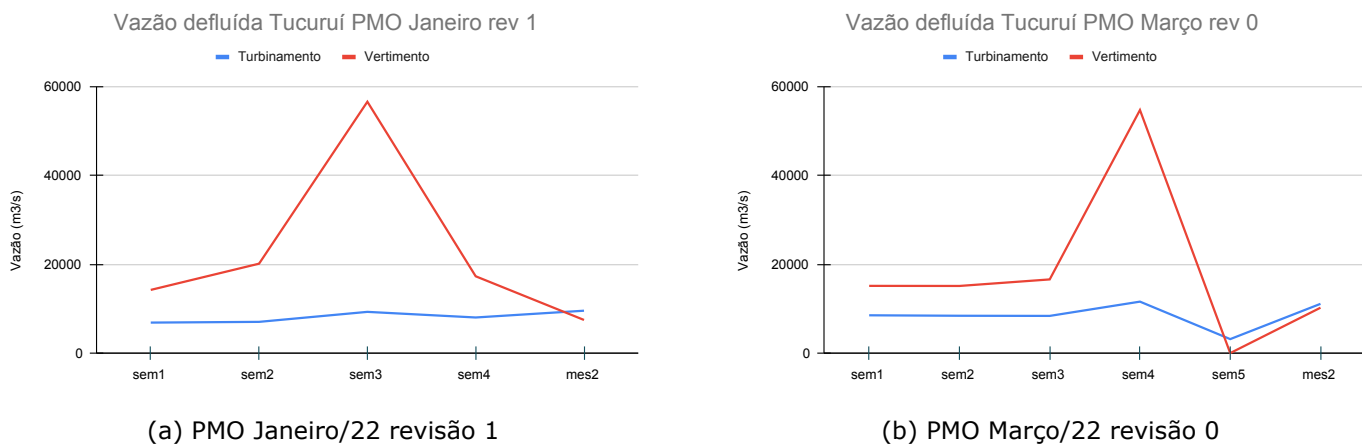


Figura 2: Evolução do turbinamento e vertimento da usina de Tucuruí no PMO.

Dessa forma, causou estranheza que o modelo opte por diminuir a quantidade de energia armazenada e indique vertimentos elevados, que em princípio não trazem nenhum benefício ao sistema.

3 ANÁLISE DO CASO

De forma a entender e explicar o comportamento do modelo nestes casos, vários fatores adicionais devem ser analisados, conforme descrito a seguir.

3.1 Energia armazenada no Norte

Conforme mostrado na Figura 1, observa-se que, embora o submercado apresente grande diminuição em sua energia armazenada da segunda para a terceira semana (PMO Janeiro) ou da terceira para quarta semana (PMO Março), no final do estudo (final do segundo mês) sua energia armazenada é praticamente 100%. Isso indica que existe um excesso de água, ou seja, o vertimento é necessário, uma vez que chega mais água do que as usinas do submercado conseguem armazenar. Assim, uma primeira conclusão importante é que **o modelo DECOMP não deixa de armazenar água no submercado Norte para favorecer o vertimento**, pois o vertimento em algum momento torna-se inevitável, e o modelo acaba optando por realizar este vertimento na semana 3 (ou 4) e acumular água novamente no(s) período(s) seguinte(s).

3.2 Volumes armazenados nos reservatórios

Pode-se fazer uma análise mais detalhada observando-se os volumes armazenados nas usinas com reservatórios neste submercado: Tucuruí, Curuá-Una e Balbina. A evolução dos volumes ao longo do estudo nestas usinas está mostrada na Figura 3.

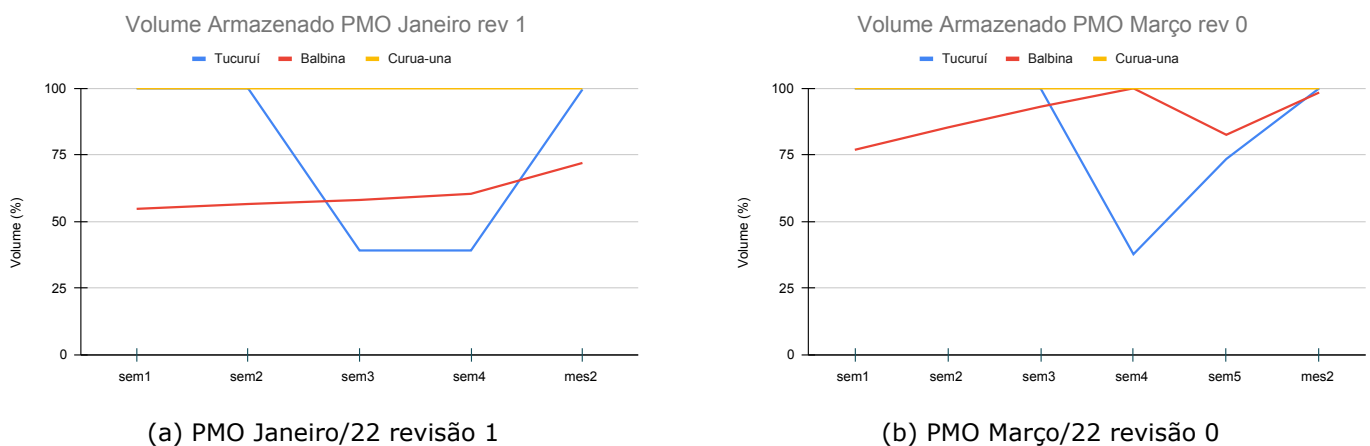


Figura 3: Evolução dos volumes armazenados (em % do volume útil) para os reservatórios do Norte no PMO de Janeiro de 2022 revisão 1.

No caso de Curuá-Una, a usina está com 100% de seu volume útil durante todo o estudo (ambos os PMOs), apresentando também vertimento não nulo com geração baixa ou nula em todos os períodos e cenários. Isso indica que a usina prefere verter do que turbinar, o que pode ser explicado com os valores nulos de CMO do Norte. O CMO nulo será discutido mais a frente e indica que toda a demanda e exportação do submercado é atendida por meio de gerações de custo zero e gerações fixas inflexíveis.

De forma semelhante, a usina de Tucuruí está com excesso de água, pois enche todo seu volume no final do estudo. No entanto, ao contrário de Curuá-Una, Tucuruí não mantém o reservatório cheio e vertendo apenas o excesso que chega a cada período: a usina depleciona boa parte de seu volume armazenado durante as semanas, recuperando apenas no mês 2. Esse comportamento é pouco intuitivo em termos de operação, mas pode ser visto como uma solução de mesmo custo, ou seja, verter aos poucos sem

deplecionar o reservatório ou verter deplecionando e depois recuperar o volume armazenado têm o mesmo custo para o problema de otimização, dentro do critério de otimalidade adotado.

A usina de Balbina, por sua vez, deve ser avaliada de forma diferente entre os PMOs. No PMO de Janeiro ela não está com excesso de água como as demais: seu reservatório enche ao longo do estudo, mas não consegue chegar ao máximo, o que explica a energia armazenada do Norte ser um pouco menor que 100%. No entanto, também se observa um vertimento nesta usina e, analisando a sua operação, percebe-se que é imposta a essa usina uma defluência mínima em todos os períodos (RHQ 223), obrigando a usina a defluir (por vertimento e/ou turbinamento) este montante e impedindo-a de acumular água em seu reservatório. Ressalta-se que tal restrição encontra-se no limite de atendimento em todos os períodos e cenários do estudo. No caso do PMO de Março, Balbina também apresenta excesso de água como as outras usinas, tendo vertimentos elevados, principalmente na semana 5, mas terminando o estudo com o reservatório praticamente cheio.

3.3 Valor da água das usinas

Outra evidência do excesso de água observado no Norte é o valor da água das usinas em questão. O modelo DECOMP não explicita esse valor, mas é possível observar o valor dual da equação de balanço hídrico e das restrições de função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA), que são valores que compõem o valor da água das usinas. A Tabela 3 mostra tais grandezas para os três reservatórios do submercado Norte para o caso do PMO de Janeiro.

Tabela 3: Valores duais para a primeira semana do estudo do PMO de Janeiro de 2022 revisão 1.

Usina	Dual Balanço Hídrico	Dual FPHA		
		pat1	pat2	pat3
Tucuruí	0.10	0.00	0.00	0.00
Curuá-una	0.10	0.00	0.00	0.00
Balbina	-59.58	0.00	0.00	0.00

As variáveis duais para as outras semanas do estudo tiveram valores semelhantes, portanto não serão apresentadas aqui. Conforme já constatado anteriormente, os valores da tabela mostram que não há incentivo em manter água no reservatório de Tucuruí e Curuá-Una ao longo do estudo, pois o excesso de água observado já é suficiente para que estes reservatórios encham novamente. Também observa-se que não há incentivo em gerar energia, o que explica o multiplicador nulo para a FPHA, o que será corroborado com o CMO nulo neste submercado, como será visto mais adiante.

Apenas a usina de Balbina tem incentivo para acumular água em seu reservatório (valor negativo para o dual da equação de balanço hídrico), mas não para gerar energia (o que explica o valor nulo no dual da FPHA e o seu vertimento em detrimento do turbinamento). Neste caso a usina defluiu o necessário para atender a sua restrição de defluência mínima e armazena o restante de água, conforme já observado.

Para o caso do PMO de Março os valores duais são mostrados em duas tabelas: a Tabela 4 mostra os valores observados nas semanas 1 a 4 e a Tabela 5 mostra os valores para a semana 5. Através destes resultados, observa-se que, para as semanas 1 a 4, nenhum dos três reservatórios tem incentivo em manter água em seu reservatório, devido ao valor positivo para o dual do balanço hídrico, tampouco para gerar energia, pois o CMO é nulo nestas semanas. No entanto, na semana 5, percebe-se que o valor dual da FPHA fica negativo, indicando benefício em gerar, o que pode ser evidenciado pelo CMO do submercado nesta semana. Para a usina de Tucuruí, em particular, obtém-se um valor negativo para o dual do balanço hídrico, indicando benefício em recuperar seu volume, o que é confirmado observando-se que ela realmente enche seu reservatório neste período.

Para os cenários são observados diferentes comportamentos com relação aos valores duais: nulos ou positivos e também cenários com valores da água negativos, indicando que, dependendo do cenário hidrológico, as usinas experimentam abundância de água ou não.

Tabela 4: Valores duais para as semanas 1 a 4 do estudo do PMO de Março de 2022 revisão 0.

Usina	Dual Balanço Hídrico	Dual FPFA		
		pat1	pat2	pat3
Tucuruí	0.10	0.00	0.00	0.00
Curuá-Una	0.10	0.00	0.00	0.00
Balbina	0.20	0.00	0.00	0.00

Tabela 5: Valores duais para a semana 5 do estudo do PMO de Março de 2022 revisão 0.

Usina	Dual Balanço Hídrico	Dual FPFA		
		pat1	pat2	pat3
Tucuruí	-3.90	-0.03	-0.03	-0.03
Curuá-una	0.14	-0.03	-0.03	0.00
Balbina	0.16	-0.03	-0.03	0.00

3.4 Custo marginal de operação

O custo marginal de operação (CMO) em cada período no submercado Norte representa a sensibilidade no custo total da operação a um aumento de uma unidade da carga do Norte, ou seja, qual seria o custo da próxima unidade despachada para atender um aumento de uma unidade de demanda. Nas Tabelas 6 e 7 observa-se o CMO do submercado Norte para cada semana do estudo e patamar de carga.

Tabela 6: Custo marginal de operação (\$/MWh) para o subsistema Norte para as semanas do PMO de Janeiro/22 revisão 1.

Patamar	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04
1	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00
Média	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabela 7: Custo marginal de operação (\$/MWh) para o subsistema Norte para as semanas do PMO de Março/22 revisão 0.

Patamar	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Média	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02

Nas primeiras semanas dos dois estudos observa-se o CMO nulo neste submercado, o que explica as usinas estarem vertendo ao invés de turbinar, ou seja, já não é necessário mais gerar energia neste submercado. Assim, defluências necessárias devem ser vertidas e não turbinadas. No PMO de Março na semana 5, foi observado um CMO diferente de zero para este submercado, e analisando o vertimento

das usinas constata-se que: (i) Tucuruí não verte neste período; (ii) Balbina e Curuá-Una vertem, mas ambas estão turbinando o seu máximo, o que indica que estas usinas não deixam de turbinar para verter, conforme esperado.

3.5 Penalidade para o vertimento

A penalidade para as variáveis de vertimento visa impedir uma usina de verter ao invés de armazenar quando não há benefício em armazenar água no reservatório (ou seja, valor da água nulo). Assim, aplicando-se a penalidade, sinaliza-se para o modelo que o comportamento esperado é priorizar o armazenamento ao invés do vertimento. Entretanto, embora o valor da água seja nulo em vários períodos, nestes casos o modelo pode não optar pelo armazenamento, pois os reservatórios do subsistema Norte já estão em sua capacidade máxima ou precisam atender a outras restrições, o que acarreta no vertimento como única possibilidade para atingir uma solução ótima viável do problema. Ou seja, o montante de água vertido é o mesmo (excesso de água) independente se a usina irá verter tudo de uma vez ou ir vertendo "aos poucos" ao longo dos períodos, de forma que o preço pago pelo vertimento é o mesmo.

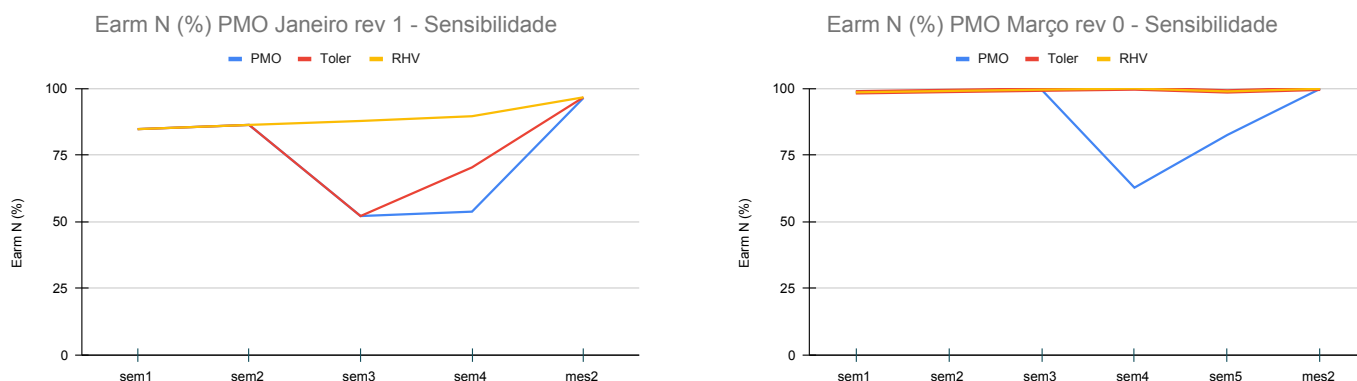
4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

De forma a constatar de maneira prática os aspectos matemáticos e análises de dados elencados anteriormente neste relatório, realizaram-se rodadas avaliando a sensibilidade do modelo em relação a alguns aspectos relevantes para o caso em análise. Desta forma, para os dois PMOs em questão, o modelo DECOMP foi executado com as seguintes características:

- **rodada "Toler"**: execução do PMO oficial com um critério mais apertado para a tolerância para convergência da PDD (registro GP), onde foi imposto um valor de 1×10^{-7} como tolerância de otimalidade (o valor default é 1×10^{-3}). Isso reduz o "espaço de soluções ótimas" do algoritmo de Programação Dinâmica Dual (PDD) dentro da tolerância especificada, isto é, a solução encontrada pelo modelo torna-se mais próxima da solução ótima "ideal" do problema.
- **rodada "RHV"**: consiste no mesmo caso da rodada "Toler" com inclusão de uma restrição de volume (RHV) para a usina de Tucuruí, impondo para todos os períodos do estudo um volume armazenado mínimo de 99.7% de seu volume útil:

$$V_{275} \geq 38882.0 \text{ hm}^3$$

Uma vez executadas essas rodadas de sensibilidade, foi novamente avaliado o comportamento da energia armazenada em comparação com o PMO oficial, e os resultados estão mostrados na Figura 4. Em relação ao PMO de Janeiro, observa-se que os resultados de energia armazenada entre o caso oficial e a rodada "Toler" (curva azul e vermelha, respectivamente), embora diferentes, apresentam o mesmo comportamento de deplecionamento do submercado Norte na semana 3. Por outro lado, a diferença observada nestes dois casos é esperada, uma vez que na rodada "Toler" o caso irá fazer mais iterações, o que leva naturalmente a uma convergência em uma solução um pouco diferente. Já no PMO de Março observa-se, que ao realizar um maior número de iterações, convergindo para uma solução mais próxima do ótimo (curva vermelha), o efeito de deplecionamento do Norte não ocorre como no PMO oficial (curva azul).



(a) PMO Janeiro/22 revisão 1

(b) PMO Março/22 revisão 0

Figura 4: Evolução da energia armazenada (em %) do submercado Norte na rodada oficial, e nas rodadas de sensibilidade 1 e 2.

Observando a rodada "RHV", na qual foi imposta uma restrição que impede a usina de Tucuruí de esvaziar seu reservatório, nota-se que, para ambos os PMOs, a energia armazenada no Norte se manteve alta, ou seja, o vertimento excessivo nas semanas 3 e 4 não foi observado, como esperado, devido ao atendimento à restrição. Finalmente, vamos avaliar o impacto do uso desta restrição no custo total, uma vez que as rodadas "Toler" e "RHV" representam problemas diferentes (a rodada "Toler" representa um problema menos restrito). As Tabelas 8 e 9 mostram os limites inferior e superior da solução ótima ao final do processo iterativo do DECOMP (custos totais), assim como o gap de convergência alcançado pelo modelo.

Tabela 8: Dados de convergência para o PMO de Janeiro revisão 1.

Rodada	Zinf	Zsup	gap (%)
Toler	59675886.9	59675886.9	0.0000000
RHV	59675886.9	59675886.9	0.0000000

Tabela 9: Dados de convergência para o PMO de Março revisão 0.

Rodada	Zinf	Zsup	gap (%)
Toler	61021123.7	61021123.7	0.0000001
RHV	61021123.6	61021123.7	0.0000001

Observa-se que não há diferença de custo entre os problemas nas duas rodadas, o que indica que, apesar de conter uma restrição adicional, tal restrição não impacta no custo total, ou seja, a solução com o deplecionamento de Tucuruí nas semanas e a solução na qual esse comportamento foi impedido são ambas soluções ótimas de mesmo custo. Isso faz com que o modelo tenha que decidir arbitrariamente quando e em qual quantidade deve verter, uma vez que existem várias soluções de mesmo custo.

Dessa forma, através desta análise de sensibilidade, é possível concluir que **as constatações sobre a indiferença para o modelo sobre o comportamento do reservatório de Tucuruí são válidas para os dois casos de PMO apresentados.**

5 CONCLUSÕES

Este relatório teve por objetivo avaliar o comportamento do armazenamento no submercado Norte para dois casos do DECOMP nos Programas Mensais de Operação (PMOs) de Janeiro de 2022 (revisão 1) e Março de 2022 (revisão 0), de forma a esclarecer alguns resultados que foram questionados por alguns agentes do setor. Verificou-se que a combinação de alguns fatores, como valores da água nulos (ou positivos), custos marginais de operação (CMOs) nulos e volumes armazenados finais máximos para os reservatórios, entre outros, levaram a um excesso de água no submercado e, consequentemente, à realização de vertimentos. Como do ponto de vista matemático o impacto do vertimento é semelhante em qualquer um dos períodos semanais do estudo, é indiferente para o modelo verter o excesso de água "aos poucos", em cada um desses períodos, ou verter tudo de uma vez em único período.

O modelo DECOMP faz uso de artifícios matemáticos como penalidades pequenas para tentar guiar o modelo, em caso de soluções de mesmo custo, para determinada solução que represente melhor o despacho na realidade. Por exemplo, penalidades de vertimento que evitam vertimento desnecessário, penalidades de turbinamento que evitam a realização de "vertimento pela turbina" e penalidades de intercâmbio para evitar fluxos cruzados. No entanto, não existe uma modelagem específica para que o modelo priorize manter o reservatório cheio e verter aos poucos ao invés de esvaziar o reservatório em um período e enche-lo novamente com o excesso de água esperado nos próximos períodos.

Assim, deve-se avaliar o custo-benefício de se elaborar e implementar uma modelagem específica de penalização fictícia adicional, de forma a indicar para o modelo a operação mais intuitiva na prática, para a situação observada nos casos analisados neste relatório. Por exemplo, uma penalização fictícia para a variação de armazenamento nos reservatórios de um período para o outro, ou a inclusão de um "benefício adicional" (ínfimo) para armazenamento tenderia a favorecer, nos casos analisados, uma operação mais "flat" do reservatório em seu volume máximo, que nos parece ser a mais adequada nesta situação. A segunda alternativa, em particular, tem em princípio o mesmo efeito da penalidade de vertimento (evitar vertimentos desnecessários), porém também atua a favor de evitar um deplecionamento seguido de reenchimento do reservatório quando o vertimento torna-se inevitável (que foi a operação observada neste caso para Tucuruí), favorecendo a manutenção do reservatório em seu armazenamento máximo ao longo de todo o horizonte de estudo (e não somente no final). Deve-se ressaltar que, em qualquer situação, essas penalidades fictícias devem ser pequenas o suficiente para não afetar a operação ótima considerando os custos reais do problema. Ou seja, nas alternativas propostas, o modelo jamais deixaria de deplecionar um reservatório devido a essa penalização de variação de volume ou benefício de armazenamento, pelo seu custo ínfimo comparado com a vantagem econômica (quando houver) em realizar esse tipo de operação. Deve-se observar também, ao nosso ver, uma "isonomia" entre as usinas no processo de escolha e calibração da penalização.

REFERÊNCIAS

- [1] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems - the case of brazil. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Dublin, Ireland, June 2018.
- [2] CEPEL. Modelo decomp - manual de referência versão 31 - 2021. (disponível em <http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/>).