

CT-0025/2021

Brasília, 11 de maio de 2021.

Ao Senhor  
André Pepitone  
Diretor-Geral da Aneel  
Brasília-DF

C/C

Marisete Pereira  
Secretária-Executiva do Ministério de Minas e Energia

Luiz Carlos Ciochi  
Diretor-Geral do ONS

Rui Altieri  
Presidente do Conselho de Administração da CCEE

Christiano Vieira  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da Aneel

**Assunto: Aprimoramento urgente na modelagem do Trecho de Vazão Reduzida de Belo Monte**

Senhor Diretor-Geral,

Desde a entrada oficial do modelo DESSEM na formação do Preço de Liquidação das Diferenças, em 1º de janeiro de 2021, importantes aprimoramentos foram necessários para corrigir inconsistências e melhorar a representação do modelo, interrompendo, assim, indevidas alocações de custos e riscos aos agentes. Dentre os casos, destacamos:

**1. Correção na representação “O limite de importação máxima pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste” – ajuste na modelagem dos bipolos das usinas do Rio Madeira**

Em 28 de janeiro de 2021, foi identificada inconsistência na representação dos limites de recebimento do submercado Sudeste/Centro-Oeste, que implicava descolamento do preço desse dos demais submercados.

Após a identificação do problema, foi feita tentativa de correção a partir do dia 1º de fevereiro, porém a correção proposta também apresentou inconsistência na representação dos fluxos do bipolo do Madeira.

O problema foi corrigido somente no dia 6 de fevereiro, quando da publicação da 5ª revisão do relatório “Restrições Elétricas para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação – 1º Quadrimestre 2021”, uma vez que revisões anteriores não haviam corrigido o problema.

**A representação equivocada do limite de importação reduziu no DESSEM o fluxo total de recebimento de energia do submercado Sudeste/Centro-Oeste em 400 MW, com impacto de até R\$ 20/MWh na média do PLD diário e de até R\$ 35/MWh em determinadas horas do dia.**

## **2. Ajuste do fator de intercâmbio das Restrições Elétricas**

No dia 5 de fevereiro de 2021, foi identificada outra inconsistência, agora na representação dos limites de intercâmbio de blocos estruturais (bloco IA), que também ocasionou significativo desvio nos preços.

À época, existia concomitância na representação do limite de Recebimento pelo Sudeste (RSE), linearizado no modelo DESSEM, com a representação desse limite na cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP bloco IA.

**Esse lapso na representação concomitante do limite RSE no bloco IA e na linearização do DESSEM determinou precificação horária com impacto de cerca de 34% em determinadas horas do dia.**

## **3. Eliminação da inconsistência no coeficiente de linearização do Recebimento do Sul**

Já no dia 4 de maio, foi corrigida a inconsistência nos coeficientes de linearização que modelam os limites de recebimento de energia pela região Sul. A inconsistência na definição dessa restrição foi verificada no relatório “Restrições elétricas para representação no processo de otimização da programação diária da operação – 2º quadrimestre 2021 – Revisão 2”.

A inconsistência foi originada por um erro na inserção de um dado de entrada, onde um dos coeficientes de intercâmbio era positivo e foi adicionado como negativo.

O resultado foi uma incoerência na definição da política operativa. Na operação em tempo real, quanto maior é a geração da UHE Itaipu, maior é a possibilidade de recebimento de energia pelo

subsistema Sul. Esse erro no sinal do dado de entrada fazia com que a operação do DESSEM entendesse que quanto maior fosse a geração da UHE Itaipu, menos energia o Sul poderia receber.

**Essa inconsistência distorceu o PLD em até 200% em determinadas horas do dia.**

#### **4. Necessidade de correção da modelagem do Trecho de Vazão Reduzida – TVR da UHE Belo Monte**

Desde o dia 31 de março, uma inconsistência relatada pelos agentes setoriais na representação do TVR vem distorcendo o preço de energia do SIN, em especial no submercado Norte. **Apenas nesse dia, a inconformidade distorceu o preço da energia em cerca de 193%.**

Esse problema ainda permanece pendente de solução, conforme detalhado a seguir.

##### **❖ O Caso do TVR de Belo Monte**

A inconsistência na representação do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte e Pimental foi percebida primeiramente em 31 de março de 2021 e vem causando distorções significativas na formação dos preços, com impactos negativos na previsibilidade do mercado.

Ao analisarmos os resultados oficiais do modelo DESSEM, por exemplo, dos dias 09, 10 e 11 de maio de 2021, observamos, tanto na política operativa quanto nos preços de energia do submercado Norte, uma incoerência que requer ajustes urgentes.

Como gatilho principal dessa inconsistência, está a representação do Trecho de Vazão Reduzida – TVR da UHE Pimental e de suas particularidades.

Ao nos debruçarmos sobre o problema, percebemos uma incompatibilidade temporal quanto à representação de dois parâmetros do modelo:

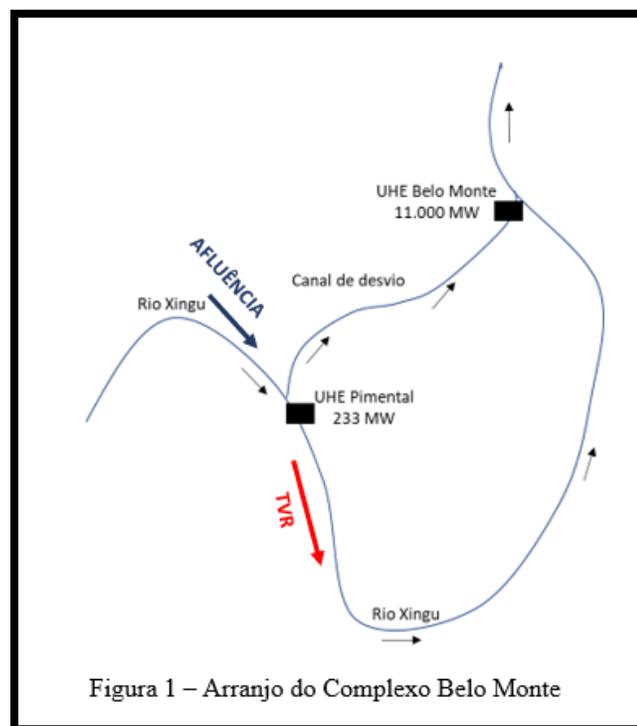
- a) Previsão de vazão (arquivo DADVAZ) dá-se em base **SEMANAL**;

O posto de vazão (288) do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte não é modelado via Chuva-Vazão e por isso apresenta sua vazão diária estática sendo igual ao valor calculado pelo PREVIVAZ, que é um modelo SEMANAL.

b) Restrição de vazão defluente (arquivo OPERUH.DAT) da UHE Pimental ocorre em base **DIÁRIA**.

Ocorre que a restrição de defluência da UHE Pimental está fortemente vinculada com a defluência do dia anterior, obtida durante a etapa de programação diária do ONS. Com isso, para atendimento da restrição de defluência da UHE Pimental, o ONS atualiza diariamente suas afluições visando ter um melhor resultado para a operação do SIN.

**Afluente de Pimental = Vazão defluente Pimental (TVR) + Desvio Belo Monte (figura 1)**



Destaca-se que os rios da bacia amazônica apresentam forte sazonalidade e altas variações diárias tornando essa comparação (SEMANAL x DIÁRIA) inconsistente.

Visando exemplificar essa representação de forma didática, simulamos a seguir evolução de afluência na etapa de Programação Diária (tabela 1). Torna-se bem claro que a geração de Belo Monte fica maximizada em todos os cenários e o excedente energético não turbinável é direcionado para o TVR.

Contudo, já na representação do modelo DESSEM (tabela 2), como a afluência oriunda do modelo é fixa durante toda a semana no modelo PREVIVAZ, a atualização ocorre somente do

TVR, visando ficar em fase com a Programação Diária, o que impossibilita a geração máxima da UHE Belo Monte (tabela 2).

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA			
	AFLUÊNCIA BELO MONTE	GERAÇÃO BELO MONTE	TVR
DIA 1	15.000	11.000	4.000
DIA 2	16.000	11.000	5.000
DIA 3	17.000	11.000	6.000
DIA 4	18.000	11.000	7.000
DIA 5	18.000	11.000	7.000
DIA 6	18.000	11.000	7.000
DIA 7	16.000	11.000	5.000



DESSEM			
	AFLUÊNCIA DESSEM	GERAÇÃO BELO MONTE	TVR
	15.000	11.000	4.000
	15.000	10.000	5.000
	15.000	9.000	6.000
	15.000	8.000	7.000
	15.000	8.000	7.000
	15.000	8.000	7.000
	15.000	10.000	5.000

(tabela1)

(tabela 2)

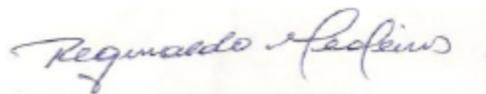
Como resultado dessa representação temporal desacoplada, verifica-se o absurdo que quanto maior for a afluência diária, maior será o vertimento no TVR, menor será a geração na usina de Belo Monte e maior será o preço. **Resultado totalmente contraditório a qualquer racional.**

#### ❖ Sugestão

Diante disso, faz-se necessária a adoção de aprimoramentos urgentes na modelagem, com vistas a aperfeiçoar os sinais de preços e interromper a alocação indevida de custos e riscos. Nesse sentido, sugerimos que seja avaliado colocar os dados de entrada, atualização da previsão de afluências e TVR, em uma mesma base temporal. Para isso, poderia ser utilizada a defluência da última 1/2 hora proposta pelo DESSEM para o dia D+1.

Com a convicção de que as instituições compreendem a importância dessa medida, nos colocamos à disposição para detalhar os argumentos aqui apontados e para prestar os esclarecimentos que se façam necessários, ressaltando a urgência que a medida requer.

Atenciosamente,



**Reginaldo Medeiros**  
Presidente Executivo da Abraceel