

# **Estabelecimento de Competências e Diretrizes para Alterações nos Modelos Computacionais de Operação e Formação de Preço no Setor Elétrico**

**CONTIBUIÇÃO EIG - Empresa de Inteligência em Gestão de Energia**

São Paulo, 11 de novembro de 2016.

## 1. INTRODUÇÃO

A EIG inicialmente gostaria de parabenizar a iniciativa de criação do Grupo de Trabalho - GT “Governança dos Modelos Computacionais”, coordenado pelo MME, com participação da ANEEL, EPE, ONS e CCEE. Este trabalho certamente é um marco importante para o setor com a definição de um processo claro de alteração de dados de entrada dos modelos computacionais utilizados no processo de formação de preços, bem como sua forma de divulgação, prazo de antecedência e outros aspectos importantes para a atuação dos Agentes de mercado.

O momento é oportuno para fomentar a prática de amplo diálogo com os agentes e, com isso, trazer previsibilidade em relação a alterações de parâmetros, assim como qualquer alteração metodológica no processo de formação de preços. A consolidação das competências de cada instituição também contribuirá para prover maior estabilidade regulatória à toda a cadeia que envolve o planejamento, à operação do sistema e à formação de preços de curto prazo no setor de energia elétrica.

Nesse sentido, a EIG enaltece mais uma vez a iniciativa, e busca dar a sua contribuição de forma absolutamente construtiva, sobre alguns pontos de atenção que julgamos imprescindíveis para o sucesso do resultado do trabalho.

## 2. A OPERAÇÃO FÍSICA DO SISTEMA

Antes da discussão principal acerca da governança envolvendo a formação de preços é importante fazer um prefácio sobre a operação física do sistema elétrico brasileiro. O sistema conta com mais de 4.600 usinas em operação e um número muito elevado de barras elétricas conforme pode ser observado no esquema simplificado a seguir:



A quantidade de restrições físicas que o operador enfrenta todos os dias é bastante elevada. É possível imaginar todos os detalhes envolvidos nessa operação somente ao observar a dimensão continental da rede de suprimento energético do país.

Portanto, sempre haverá um grau de aproximação entre a operação física do sistema e a modelagem matemática representada na formação de preços. O que se discute aqui é a pertinência da representação imediata nos modelos computacionais de todos os fenômenos imprevisíveis que podem ocorrer na operação física do sistema e os impactos que tal representação pode causar na sinalização econômica fornecida pelo preço.

### 3. O PAPEL DO PREÇO COMO SINALIZADOR ECONÔMICO

Ao se discutir o processo de alteração de parâmetros dos modelos computacionais é preciso compreender o papel do preço de curto prazo e a sua função como balizador para uma enorme quantidade de decisões. Somente com esse pano de fundo é possível avaliar a pertinência da representação de alterações excepcionais (imprevisíveis) dos dados de entrada no processo de formação de preços e as consequências que tais alterações trazem para o mercado.

Uma análise simples com base na teoria microeconômica mostra que na comercialização de *commodities* em geral o principal preço de mercado é o preço à vista para entrega imediata do produto. O mercado no qual são estabelecidas estas compras e vendas à vista com entrega imediata, o chamado mercado spot ou mercado de curto prazo, deve sua relevância ao fato de ser o comprador e o vendedor de última instância na cadeia de comercialização.

Por ser o comprador e o vendedor de última instância, o preço de curto prazo influencia a formação de todos os demais preços de um mercado.

#### 3.1 O ALCANCE DA SINALIZAÇÃO ECONÔMICA DO PLD

No caso do setor elétrico a influência do preço de curto prazo sabidamente se estende desde o despacho até ao nível de investimento realizado na expansão do sistema. Essa é influência é completamente explícita, visto que o planejamento é realizado a partir de um critério objetivo de igualdade entre custo marginal de operação e custo marginal de expansão ( $CMO = CME$ ).

Muitas vezes é utilizado no setor o argumento de que em um mercado 100% contratado o PLD se limita a realizar a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo, sendo inócuo o seu papel como indutor da expansão. Essa afirmação se mostra descabida simplesmente pelo fato de estarmos todos mobilizados debatendo de forma tão intensa a governança das alterações que afetam o preço. Mas se esse argumento não for suficiente para justificar a importância do sinal de preço basta lembrar de um passado muito recente onde foram viabilizadas inúmeras iniciativas por conta *spot* com valores elevados (usinas com biogás de dejetos urbanos, queima de palha nas usinas a biomassa, usinas Merchant, cogeração, etc.).

Esse é um movimento completamente racional do ponto de vista econômico. Se o preço permanece alto por determinado período de tempo, há uma sinalização clara de aumento da disposição para colocação de nova oferta no sistema. E se o preço fica baixo por longos períodos de tempo a disposição para contratação de novos empreendimentos naturalmente diminui.

Portanto, devido à sua relevância, o mecanismo utilizado para formação do preço deve ser tal que permita a correta sinalização econômica, tanto para o curto prazo (operação) quanto para o longo prazo (expansão).

E ressalte-se aqui que o alcance do preço *spot* será ainda mais relevante num futuro muito próximo. O número de afetados e interessados só vai aumentar, pois está em andamento outra importante frente de trabalho que irá lançar contratos puramente financeiros negociados em bolsa e com liquidação vinculada ao PLD.

### 3.2 GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO LIVRE VERSUS PREVISIBILIDADE NO PLD

Recentemente foi divulgada a intenção do Ministério de Minas e Energia de fomentar uma maior abertura do mercado livre.

*O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em reunião ocorrida no dia 1º de setembro de 2016, discutiu, entre outros temas, as condições para a expansão do mercado livre de energia elétrica. Nessa oportunidade, o Ministério de Minas e Energia (MME) apresentou questões preliminares a serem avaliadas para que a expansão do mercado livre, no contexto do setor elétrico brasileiro, ocorra de maneira sustentável e produza os almejados benefícios para o setor elétrico e para a sociedade brasileira.*

Com a expansão do ambiente livre o debate atual sobre a governança na formação de preços se torna ainda mais importante, pois nesse ambiente de livre contratação de energia a decisão está ainda mais atrelada à expectativa futura de PLD. A todo momento os agentes do mercado livre estão estudando quais são as expectativas futuras e decidindo sua estratégia de contratação de energia que envolve, por exemplo, qual o volume de compra, qual o *timing* de compra, etc.

Um ponto interessante que diz respeito à essa discussão foi levantado na Nota Técnica que subsidia a Consulta Pública 21 do MME aberta para debater os caminhos da expansão do ambiente livre. A NT cita que:

*O mercado livre de energia elétrica tem sido apontado como **meio de reduzir os gastos dos consumidores com energia elétrica**. Em virtude disso, aumentou o interesse declarado da sociedade em escolher o vendedor com o qual firmará contrato de fornecimento de energia elétrica, possibilidade que tem sido denominada informalmente, de forma imprecisa, por “portabilidade da conta de luz”*

...

*De fato, se bem estruturado e implantado, o mercado livre é uma oportunidade para reduzir gastos com energia elétrica uma vez que **permite maior flexibilidade e gestão de riscos**, o que **aumenta a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas**, além de produzir um setor elétrico capaz de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica que deverá ser a tônica dos próximos anos.*

A NT faz referência ao aumento de eficiência econômica no setor elétrico e no ganho de produtividade das empresas brasileiras quando se trabalha com um mercado livre bem estruturado, pois este permite **maior flexibilidade e gestão de riscos**. E essa deve ser a principal reflexão dessa discussão.

Como é possível fazer gestão de riscos quando as entradas do modelo matemático que define o preço de curto prazo podem ser alteradas a qualquer momento sem uma regra clara de atuação?

A gestão dos riscos está ligada à quantificação das incertezas na tomada de decisão. No entanto, a definição de **incerteza** é muito diferente da definição de **imprevisibilidade**. A **incerteza** pode ser dimensionada, medida, estudada, quantificada, prevista. A **imprevisibilidade**, como o próprio nome já diz, está absolutamente fora do controle matemático de qualquer técnica de mitigação de risco. Por essa razão a **imprevisibilidade** nos dados de entrada, além de toda a **incerteza** naturalmente inerente ao processo, aumenta de forma insustentável o risco de mercado dos agentes e traz como consequência direta um sobrepreço que é repassado para os consumidores finais.

### 3.3 O EFEITO CAUSADO POR ALTERAÇÕES “EXCEPCIONAIS” NO PLD

A representação do efeito de variáveis “pouco previsíveis” na formação do preço traz maior aderência à operação física do sistema, mas, no entanto, altera completamente a sinalização econômica para o mercado. Entendemos que desde que haja definição de um processo claro e transparente não haverá “certo ou errado” nessa discussão, haverá simplesmente um *trade-off* na busca de uma solução de compromisso que equilibre a realidade operativa com sinal de preço previsível para balizar decisões racionais de mercado.

A posição da EIG nessa discussão (reforçando que desde que haja definição de um processo claro e transparente não há certo ou errado nessa questão) é de que a representação da realidade operativa no preço é extremamente saudável e deve sempre ser perseguida. Mas nessa solução de compromisso existe um limite para representação de aspectos “pouco previsíveis” no deck de formação de preços, sob pena de impor aos Agentes de mercado um sinal de preços completamente imprevisível sob a ótica dos decisores. Ou seja, o PLD não fornecerá um sinal econômico estável e indutor de eficiência econômica afetando, inclusive, a estrutura de alocação de custos do setor.

Obviamente o descolamento temporário entre preço e operação (que respeite uma janela de tempo de carência para adaptação dos agentes) irá gerar encargos. E obviamente há uma discussão sobre a alocação desse custo que será tratada no item 5 desse documento.

## 4. O TRADE-OFF PREVISIBILIDADE VERSUS ENCARGOS

Na Nota Técnica que abriu esta consulta pública foi abordada a questão da adoção de um tratamento diferenciado para alterações excepcionais dos dados de entrada, que são aquelas não decorrentes de atualização periódica com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL. O texto traz as seguintes possibilidades:

*Existem basicamente três alternativas para tratar a questão de alterações excepcionais:*

- 1. Estipular um período de carência para que as alterações excepcionais e necessárias surtam efeitos nos modelos computacionais tanto para fins do cálculo da política operativa quanto para a formação de preço no mercado de curto prazo, o que acarretaria imprecisão no valor da água e no indicativo de operação durante esse período, uma vez que a informação mais atualizada não seria utilizada de imediato;*
- 2. Estipular um período de carência da implementação das alterações excepcionais necessárias apenas nos modelos de formação de preço, mantendo os modelos de operação para o cálculo da política operativa com a melhor informação disponível, o que resultaria em um desvio do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD em relação ao Custo Marginal de Operação – CMO, suscitando a questão de como se recuperar o custo operativo; e*
- 3. Não estipular qualquer carência, deixando claro que as alterações excepcionais nos dados de entrada serão implementadas imediatamente nos modelos de formação de preço e de operação.*

*A minuta de Resolução CNPE propõe um prazo de carência não inferior a um mês para que as alterações dos dados de entrada tenham efeitos tanto na formação dos Preços de Liquidação das Diferenças na CCEE quanto na definição da política operativa, ou seja, nos Custos Marginais de Operação. Não se trata, todavia, de uma posição unânime no GT. A ANEEL avalia que não deve existir qualquer carência na alteração de qualquer entrada de dados necessária nos modelos computacionais pelo ONS e CCEE. Há risco de a carência comprometer a operação e gerar um encargo de segurança energética oriundo da sub-representação das informações.*

No que se refere à operação do sistema, nos parece clara a necessidade de se utilizar sempre a melhor informação disponível sem nenhum prazo de carência.

No entanto, no que se refere à formação de preços é importante lembrar que já existem hoje normativos e práticas que limitam a representação de aspectos imprevisíveis no PLD. Vale lembrar que o CMO e o PLD são, inclusive, calculados por instituições distintas, com focos distintos. O CMO com foco na reprodução fidedigna da operação e o PLD com foco em sinalização econômica para o mercado.

Hoje os dados de entrada utilizados para o cálculo do CMO (operação) e PLD (preço) já são diferentes. Essa diferença ocorre por conta de pilares do desenho de mercado adotado no sistema elétrico brasileiro, como por exemplo, a utilização de um preço zonal (ao invés do nodal), ex-ante (ao invés do ex-post), semanal (ao invés do horário). As características que definem o PLD já justificam por si só a diferença em relação ao CMO.

Esse entendimento é extremamente relevante. Não é possível simplesmente mudar a lógica da formação de preços sem avaliar o contexto de desenho de mercado em que esse preço está inserido. Em meados do ano 2000, por exemplo, cogitou-se a implantação de um mercado de curto prazo puramente *ex-post*, com preços definidos após a operação. Nesse caso a melhor informação estaria sempre disponível (a informação verificada) e seria utilizada para a formação do preço fazendo com que a discussão atual perdesse sentido. Na época foi cogitado inclusive um sistema de dupla contabilização com dois preços, um *ex-ante* e outro *ex-post*.

Como se sabe, a opção *ex-post* foi avaliada e descartada. Foi adotado um desenho de mercado com preço *ex-ante* ao invés do *ex-post*. A principal argumentação foi que a vantagem básica normalmente relacionada aos mercados *ex-post* é a sinalização econômica do preço completamente fiel à realidade operativa, uma vez que este reflete as condições reais do sistema. **Em contrapartida, a principal desvantagem é o desconhecimento do preço antes da comercialização e, conseqüentemente, a ausência de sinal econômico eficiente para a tomada de decisão dos agentes de mercado.**

Essa decisão foi tomada de forma consciente, pois existe (ou até agora existia) um consenso de que o **desconhecimento** do preço no momento da tomada de decisão de compra ou venda custa mais caro para o consumidor do que o encargo gerado pela adoção de condições estáveis (*ex-ante*) que por vezes diferem das condições verificadas (*ex-post*). O mesmo pode-se dizer de um sinal de preço imprevisível. Ou seja, pode-se concluir que o desenho de mercado adotado no setor elétrico brasileiro já traz de forma implícita o conceito de que a previsibilidade no PLD gera efeitos benéficos para todos os agentes do setor (especialmente os consumidores).

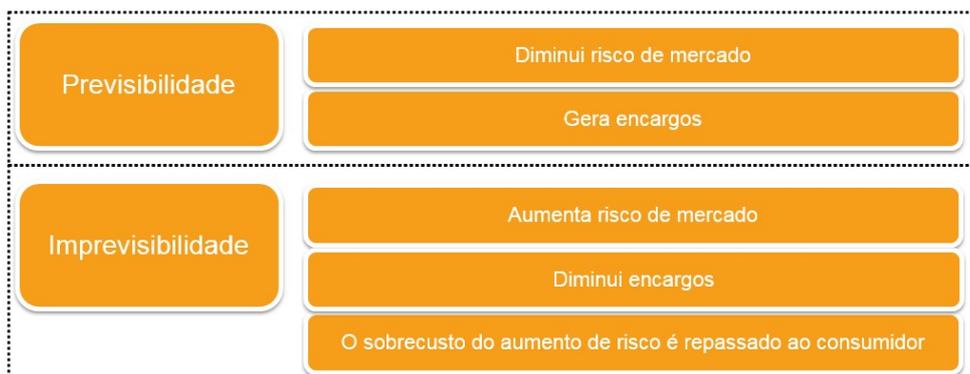
## 5. A DISCUSSÃO SOBRE A ALOCAÇÃO DE CUSTOS

Ao se representar cada alteração do sistema físico diretamente no PLD sem nenhum prazo de carência parte dos custos incorridos é alocada, num primeiro momento, aos agentes com exposição no mercado de curto prazo. No entanto, num segundo momento este custo será repassado ao consumidor final.

Essa afirmação também pode ser justificada com outra forma de raciocínio que não envolve as especificidades do setor elétrico, mas simplesmente a lógica e racionalidade econômica de uma cadeia produtiva qualquer com a demanda pouco elástica. Se algum sobrecusto direto ou indireto for alocado à essa cadeia produtiva, este sobrecusto será, num momento seguinte, repassado para o consumidor final.

No contexto do setor elétrico conclui-se então que **será mais barato para o consumidor tomar suas decisões com algum grau de previsibilidade e incorrendo um custo de encargos referente ao descolamento temporário entre preço e operação, do que conviver com um sinal de preço sem nenhuma previsibilidade.**

Isto pois o gerador ao se deparar com um preço spot completamente instável irá se proteger no momento da venda com um sobrecusto certamente mais elevado do que aquele encargo causado por um descolamento momentâneo entre preço e operação (prazo de carência). **Ou seja, o consumidor final pode ser afetado de forma mais forte, somente com um *delay* temporal, e sem a possibilidade do usufruto dos benefícios que a previsibilidade traz no sentido de sua gestão de riscos.**



## 6. CONCLUSÕES

A definição de **incerteza** é muito diferente da definição de **imprevisibilidade**. A **incerteza** pode ser dimensionada, medida, estudada, quantificada, prevista. A **imprevisibilidade**, como o próprio nome já diz, está absolutamente fora do controle matemático de qualquer técnica de mitigação de risco. Por essa razão a **imprevisibilidade** nos dados de entrada, além de toda a **incerteza** naturalmente inerente ao processo, aumenta de forma insustentável o risco de mercado dos agentes e traz como consequência direta um sobrepreço que é repassado para os consumidores finais. Portanto, por todo o exposto a EIG entende que a solução que atende aos interesses de todos os agentes do setor elétrico brasileiro é:

*Estipular um período de carência da implementação das alterações excepcionais necessárias apenas nos modelos de formação de preço, mantendo os modelos de operação para o cálculo da política operativa com a melhor informação disponível, o que resultaria em um desvio do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD em relação ao Custo Marginal de Operação – CMO, suscitando a questão de como se recuperar o custo operativo;*

Atenciosamente,

**EIG - Empresa de Inteligência em Gestão**

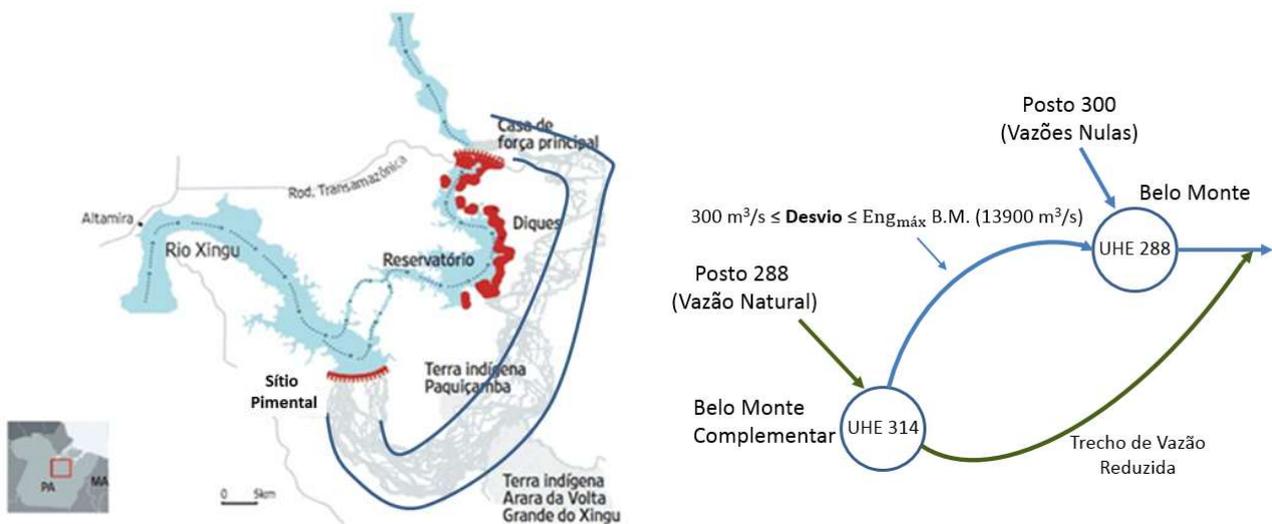
# ANEXO I

## LISTA DE SUGESTÕES PARA APRIMORAMENTO NOS MODELOS COMPUTACIONAIS

Aproveitamos a ocasião para sugerir, novamente de forma construtiva, alguns aprimoramentos de processo e fazer alguns questionamentos sobre resultados dos modelos computacionais de formação de preços. Destacamos a extrema importância de um cronograma organizado e amplamente divulgado sobre a ordem e a forma com que questões como essas serão atacadas no futuro.

### QUESTÃO 1: Limitações da modelagem à reservatório equivalente – exemplo da energia de submotorização UHE Belo Monte

A UHE Belo Monte apresenta algumas peculiaridades operativas que o modelo Newave não é capaz de representar de forma eficiente. O esquema a seguir ilustra de forma simplificada o arranjo da usina.



Toda usina que já tenha iniciado seu cronograma de motorização, mas que não tenha atingido a potência de base é considerada como uma usina submotorizada. Atualmente no programa NEWAVE existem três possibilidades para a representação da energia de submotorização de cada REE, a saber:

- ✓ como função da potência instalada;
- ✓ como função da potência instalada e das energias afluentes médias históricas do REE;

- ✓ como função da potência instalada, da energia afluyente histórica da usina submotorizada e da regularização à montante da usina.

Em termos matemáticos a energia de submotorização é calculada da seguinte forma:

$$ESMT_t^{iree} = \min \left( \left[ 0,9 \cdot \sum_{iusi \in NSUBM} PINST_t^{iusi} \right], \left[ \overline{ENABH}_t^{iree} + \sum_{iusi \in NSUBM} \overline{ENAH}_t^{iusi} \right] \right)$$

onde:

- $\overline{ENABH}_t^{iree}$  é a ENA total bruta histórica média do período t para o REE *iree* (MWmês)
- $\overline{ENAH}_t^{iusi}$  é a ENA total bruta histórica média do período t para a usina *iusi* (MWmês)<sup>2</sup>

O resultado oficial do PMO de novembro, no entanto, mostra que a modelagem não é capaz de representar a característica física da UHE Belo Monte:

DECK CCEE Novembro/2016:

ENERGIA DE SUBMOTORIZACAO POR USINA (MWmes)

MES	ANO	NUM	USINA	POTEXP	ENAH	EARMX	SUBMOT
11	2016	314	PIMENTAL	104.89	93.04	0.00	93.04
11	2016	288	BELO MONTE	1100.00	1531.28	0.00	1100.00

A vazão afluyente à usina nessa data está na ordem de 400 m<sup>3</sup>/s, portanto não atende nem ao valor mínimo exigido no Trecho de Vazão Reduzida (TVR). No entanto a ENA calculada pelo modelo é de 1531,28 MWmédios. Ou seja, não há água suficiente na usina para gerar os 1.100 MWmédios de potência disponível que o Newave assume como energia de submotorização. Por uma limitação de modelagem essa parcela está sobrestimada.

## QUESTÃO 2: Restrição elétrica limitando a geração nas UHEs da região Norte

Atualmente o modelo Decomp não é capaz de representar as características físicas das usinas da região Norte. A estimativa de capacidade de geração do modelo é otimista. Como o modelo não apresenta uma boa solução, a prática adotada foi a de repassar ao Agente a responsabilidade de informar a sua geração hidráulica máxima.

Isso traz efeitos diretos para a formação de preços. No período úmido o volume de energia envolvido nessa questão pode facilmente ultrapassar os 4 GW médios. Ou seja, os reflexos provocados por essa limitação de modelagem podem ser extremamente importantes e provocar impactos significativos no PLD.

### DECK CCEE Novembro/2016:

```

&***** SAESA *****
&      |--- PATAMAR 1 ----||--- PATAMAR 2 ----||--- PATAMAR 3 ----|
& RE  EST  GMIN    GMAX    GMIN    GMAX    GMIN    GMAX
& xx  XX  xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
&-287- SANTO ANTÔNIO
&Informação do Agente - Restrição Hídrica
RE 139  1    6
LU 139  1          830          830          830
FU 139  1  287    1
&***** ESBRA *****
&      |--- PATAMAR 1 ----||--- PATAMAR 2 ----||--- PATAMAR 3 ----|
& RE  EST  GMIN    GMAX    GMIN    GMAX    GMIN    GMAX
& xx  XX  xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
&-285- JIRAU
&Informação do Agente - Restrição Hídrica
RE 140  1    6
LU 140  1          450          450          450
LU 140  2          495          495          495
LU 140  3          550          550          550
LU 140  4          615          615          615
LU 140  5          720          720          720
LU 140  6          960          960          960
FU 140  1  285    1
&***** TELES PIRES *****
&      |--- PATAMAR 1 ----||--- PATAMAR 2 ----||--- PATAMAR 3 ----|
& RE  EST  GMIN    GMAX    GMIN    GMAX    GMIN    GMAX
& xx  XX  xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
&-229 - TELES PIRES
&Informação do Agente
&Limite Inferior - Geração mínima de uma máquina
&Limite Superior - Restrição Hídrica
RE 141  1    6
LU 141  1          182    364    182    364    182    364
LU 141  2          182    375    182    375    182    375
LU 141  3          182    385    182    385    182    385
LU 141  4          182    395    182    395    182    395
LU 141  5          182    400    182    400    182    400
LU 141  6          182    450    182    450    182    450
FU 141  1  229    1
  
```

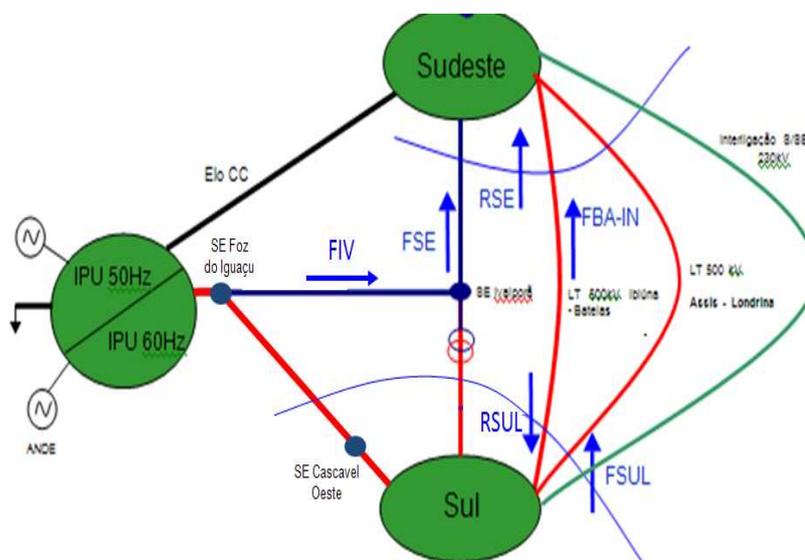
Vertimento na UHE Santo Antonio causado pela modelagem de tais restrições.

No.	Usina	Volume (% V.U.)			Vazoes (M3/S)			Energia (MWhmed) - CGC Pdisp				VT(*)	VNT	Ponta	FPCGC	
		Ini.	Fin.	Esp.	Qnat	(%MLT)	Qaf1	Qdef	GER_1	GER_2	GER_3	Media				
287	STO ANTONIO	#	\$		4987.0	( 48.6)	4939.9	4946.7	830.0	830.0	830.0	830.0S	0.0	202.9	3022.6	0.0

### QUESTÃO 3: Afogamento do canal de fuga de Itaipu - Perda de potência nas unidades geradoras

Um exemplo prático da limitação de modelagem referente à UHE Itaipu aconteceu em junho de 2014 quando os resultados dos modelos computacionais apontavam Custo Marginal da Operação - CMO nulo e o PLD no valor mínimo no subsistema Sul, sinalizando, assim, vertimento turbinável e que, apesar disso, foi determinado o despacho de termelétricas em montante além das inflexibilidades declaradas pelos agentes.

A perda de potência nas unidades geradoras da UHE Itaipu por conta do afogamento do canal de fuga é da ordem de 15% e esse efeito é sabidamente desprezado pelo modelo Decomp. O modelo, em situações de vazões elevadas a jusante de Itaipu, estima uma produção de energia na usina maior do que aquela que se verifica na realidade e com isso limita o escoamento de energia da região Sul para a região Sudeste (por conta da concorrência de fluxo na SE Ivaiporã). Nessas ocasiões específicas os PLDs do submercado Sul se tornam mais baixos do que deveriam ser caso a modelagem fosse mais precisa.



A limitação de representação da realidade operativa possui impacto direto na formação de preços e nos montantes de custo a serem arrecadados via Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

**QUESTÃO 4: Incerteza no inventário das restrições elétricas com reflexos, por exemplo, no despacho GNL e na formação de preço**

Na segunda semana operativa de novembro de 2016 a usina de Linhares indicou no caso Decomp/ONS o despacho antecipado GNL de 204 MWh médios. Há um comentário no deck de dados do ONS indicando que o despacho foi indicado por ordem de mérito. Na rodada executada para a formação de preços esse despacho foi desconsiderado.

CASO ONS:										
& LUIZORMELO										
&NOV/2016										
GL	15	1	1	0	18	0	89	0	61	05112016
&Manutenção da segurança elétrica na área Espírito Santo										
GL	15	1	2	154	15	154	80	154	73	12112016
GL	15	1	3	204	18	204	89	204	61	19112016
GL	15	1	4	204	18	204	89	204	61	26112016
&DEZ/2016										
GL	15	1	5	204	18	204	89	204	61	03122016
GL	15	1	6	204	18	204	89	204	61	10122016
GL	15	1	7	204	18	204	89	204	61	17122016
GL	15	1	8	204	18	204	89	204	61	24122016
&JAN/2016										
&Despacho antecipado por ordem de mérito de custo										
GL	15	1	9	204		204		204		31122016
CASO CCEE:										
& LUIZORMELO										
&NOV/2016										
GL	15	1	1	0	18	0	89	0	61	05112016
&Manutenção da segurança elétrica na área Espírito Santo										
GL	15	1	2	0	15	0	80	0	73	12112016
GL	15	1	3	0	18	0	89	0	61	19112016
GL	15	1	4	0	18	0	89	0	61	26112016
&DEZ/2016										
GL	15	1	5	0	18	0	89	0	61	03122016
GL	15	1	6	0	18	0	89	0	61	10122016
GL	15	1	7	0	18	0	89	0	61	17122016
GL	15	1	8	0	18	0	89	0	61	24122016
&JAN/2016										
&Despacho antecipado por ordem de mérito de custo										
GL	15	1	9	0		0		0		31122016

Caso o despacho tenha sido realizado por razões elétricas a premissa adotada para a formação de preços está correta. Mas se o despacho for por ordem de mérito a premissa está equivocada. A questão que se coloca não é o mero detalhe dessa semana operativa que provavelmente não afetará o PLD de forma significativa, mas sim a falta de acesso por parte dos agentes a um inventário atualizado de quais são as reais restrições elétricas do sistema brasileiro.

**QUESTÃO 5: by-pass que afetou a geração mínima da UHE Tucuruí**

No PMO de **junho/2016** foi divulgada pelo ONS uma adaptação realizada na UHE Tucuruí conforme o texto a seguir:

*Com a instalação do disjuntor de by-pass do reator limitador de nível de curto circuito da UHE Tucuruí, obteve-se uma flexibilidade operativa na usina, o que possibilita a utilização da geração mínima correspondente a 5 unidades geradoras da fase I, a qualquer momento, independente do atingimento da cota mínima operativa das UGs da fase 2.*

A modelagem foi internalizada no Newave somente no PMO de **setembro/2016**. Quando tal modelagem foi adotada o horizonte observado foi sempre de dois meses.

Geração hidráulica mínima modelada no Newave (arquivo RE.DAT):

PMO maio					PMO junho					PMO julho				
UH	ME	ANO	P	MWmedio	UH	ME	ANO	P	MWmedio	UH	ME	ANO	P	MWmedio
XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X	XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X	XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X
275	05	2016	0	2250.	275	06	2016	0	2250.	275	07	2016	0	2250.

PMO agosto					PMO setembro					PMO outubro				
UH	ME	ANO	P	MWmedio	UH	ME	ANO	P	MWmedio	UH	ME	ANO	P	MWmedio
XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X	XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X	XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X
275	08	2016	0	2250.	275	09	2016	0	1500.	275	10	2016	0	1440.
					275	10	2016	0	1450.	275	11	2016	0	2096.
					275	11	2016	0	2250.	275	12	2016	0	2250.

PMO novembro				
UH	ME	ANO	P	MWmedio
XXX	XX	XXXX	X	XXXX.X
275	11	2016	0	1395.
275	12	2016	0	1352.

A questão que se coloca é se existe, ou não, um critério para que restrições conjunturais sejam representadas sempre num horizonte de dois meses nos modelos computacionais. Seria interessante haver uma definição clara para essa questão.

## QUESTÃO 6: critério objetivo para revisão extraordinária de carga

O submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede do ONS apresenta a periodicidade de atualização das informações utilizadas no PMO:

**Quadro 3** - Periodicidade de atualização das informações do Planejamento Anual empregadas no Programa Mensal de Operação para elaboração das funções de custo futuro

INFORMAÇÃO	FONTE	FREQUÊNCIA
Armazenamentos previstos por reservatório para início do mês de estudo	ONS	mensal
Séries históricas de vazões naturais mensais	ONS	anual
Valores dos usos consuntivos da água e de evaporação	ONS	anual
Volumes de espera por reservatório	ONS	anual
Energias naturais afluentes e vazões naturais verificadas e previstas	ONS	mensal
Restrições operativas hidráulicas	ONS	anual
Previsão consolidada de carga de demanda integralizada por subsistema	ONS	quadrimestral

*O processamento do modelo de médio prazo para atualização da função de custo futuro no Submódulo 7.3 emprega dados e informações dos estudos do planejamento anual. Visando garantir o uso de informações atualizadas no PMO, esses dados e informações são atualizados periodicamente, de forma independente da elaboração de revisões do planejamento anual. Os Quadros 3 e 4 a seguir indicam, respectivamente, a frequência das atualizações e os prazos envolvidos. **Excepcionalmente, se ocorrerem fatos relevantes, as atualizações podem ser feitas fora dos períodos preestabelecidos, a critério da ANEEL ou a critério do ONS com a anuência da ANEEL.***

A inexistência de um critério que caracterize objetivamente o que é “fato relevante” gera nos agentes de mercado uma completa imprevisibilidade sobre o tema. Seria interessante definir objetivamente qual o tamanho do desvio na previsão é classificado como um fato relevante (desvio percentual acima de x% durante x meses por exemplo). Os agentes poderiam, então, monitorar de forma objetiva e analítica o “gatilho” que acionaria uma revisão extraordinária de carga.