

## **ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 61/2018 – v2**

**Título: Consulta Pública acerca das diretrizes para realização do “Leilão de Reserva de Potência e Energia”.**

**Nome da Instituição: Lalcam-MA Engenharia e Serviços Ltda**

**Nome do Representante da Instituição: Luiz A M Amoroso**

### **CONTRIBUIÇÃO:**

Promover a revisão integral dos conceitos do Leilão Proposto, considerando-se as fundamentações e sugestões abaixo propostas:

- a) Estabelecimento de Política de Expansão da Geração quanto a tecnologias e fatores ambientais e tecnológicos;
- b) Estabelecimento dos montantes de contratação para cada tipo de planta de geração com base na Matriz de Expansão Futura;
- c) Diversificação geográfica (eixo preferencial Norte-Sul) para EOL;
- d) Diversificação geográfico (eixo Leste-Oeste) para UFVs;
- e) Ajustes na metodologia ICB para que os critérios de modicidade tenham fronteiras mais amplas e com melhor aderência aos resultados observados durante o período contratual.

### **FUNDAMENTAÇÃO:**

A. O acompanhamento da operação do SIN através dos relatórios disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema, e acompanhamento diária da operação nos leva as seguintes observações:

1. *O suprimento hidráulico tende a ser cada vez mais sazonal visto a fronteira de expansão se dar majoritariamente na Bacia Amazônica cujo relevo é de planície (e portanto - plana);*
2. *A geração EOL apresenta elevado grau de complementariedade com esta sazonalidade;*
3. *A geração EOL é estável de forma agregada ao longo do dia;*
4. *A geração solar (UFV) tem apresentado desempenho elevado e regular;*
5. *As variações bruscas de montante de suprimento eólico decorrem - basicamente - devido a alterações climáticas com impacto regional com duração de horas ou poucos dias;*
6. *O comportamento da geração solar UFV é estável e claramente determinado ao longo dia;*

7. *As variações bruscas de suprimento na geração UFV relatadas pelo operador decorrem da concentração geográfica da produção.*

B. Para atender a necessidade de recursos de geração adequados à operação do SIN, podemos inferir 3 tipos de plantas de geração:

1. *Geração de Emergência (A) – assegurar suprimento nas variações bruscas de suprimento das renováveis (EOL – UFV).*

*Expectativa de despacho médio de 100 a 500 horas/ano.*

*Despacho – imediato, partida rápida e sem previsibilidade*

*Modelo – Contratação de Reserva*

2. *Geração de Ponta (B).*

*Expectativa de despacho médio de 1.500 a 2.000 horas/ano.*

*Despacho – programado diariamente, com duração típica entre 4 e 8 horas*

*Deve cobrir os requisitos de geração quando por razões ambientais ou hidrológicas as UHEs não puderem atender*

*Modelo – LER Ponta (Reserva)*

3. *Geração Sazonal anual (GSA) – média de 6 meses de operação ano na janela média de julho a dezembro de cada ano.*

*Expectativa de despacho médio de 4.000-5000 horas/ano*

*Despacho – inflexibilidade contratada 50% ou mais, sazonal*

*Modelo – LEN específico*

*Nota – Os decks já indicam Garantia Física otimizada para geração sazonal julho-dezembro*

C. Para os tipos (de geração) A e B (Geração Emergência e Ponta) o melhor critério de avaliação da modicidade é pelo custo médio de produção, assim calculado:

*Custo Médio de Produção = (RF + CFixos + RV) / MWhano em [R\$/MWh ano].*

*Onde:*

*Custo Médio de Produção = R\$/MWh no ano*

*RF – Receita fixa requerida anual para remuneração do investimentos e custos fixos da planta*

*CFixos – refere-se ao custo de infraestrutura de suprimento de combustível associado (gasoduto, infra estrutura GN-GNL, tancagem, logística, etc)*

D. Para o tipo C (Geração de suprimento Sazonal) o critério do ICB (devidamente incrementado e melhorado) melhor reflete o custo efetivo de suprimento (contraos bilaterais).

## **SIMULAÇÃO DE CUSTO MÉDIO DE PRODUÇÃO:**

Premissas – valores típicos (análise fundamentalista)

Estudo de Custo Médio de Geração Energia Reserva									
R\$/USD (LP)	3,70								
Data-Base	out/18								
<b>Geração Emergência (A)</b>	<b>100</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>1,14%</b>		<b>500</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>5,71%</b>
<b>Tipo</b>	<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>		<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>
	<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>		<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>
Motores OC1 - Novo	80	8	710	8.419		80	8	710	2.252
Motores OC1 - recontração	28	8	710	3.864		28	8	710	1.341
Motores Diesel HS - Novo	50	6	1.000	5.906		50	6	1.000	1.981
Motores Diesel HS - Recontração	21	6	1.000	3.365		21	6	1.000	1.473
GN CC - grande porte	110	30	238	12.502		110	30	260	2.713
GNL CC - grande porte	110	45	405	13.983		110	45	380	3.096
GN CA - pequeno porte (intercooler)	130	45	316	15.646		130	45	370	3.436
GNL CA - pequeno porte (intercooler)	130	65	568	17.650		130	65	540	3.956
Carvão Nacional	170	30	160	17.680		170	30	160	3.664
<b>Geração Ponta (B)</b>	<b>1500</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>17,12%</b>		<b>2000</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>22,83%</b>
<b>Tipo</b>	<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>		<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>
	<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>		<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>
Motores OC1 - Novo	80	8	710	1.224		80	8	710	1.095
Motores OC1 - recontração	28	8	710	920		28	8	710	868
Motores Diesel HS - Novo	50	6	1.000	1.327		50	6	1.000	1.245
Motores Diesel HS - Recontração	21	6	1.000	1.158		21	6	1.000	1.118
GN CC - grande porte	110	30	304	1.122		110	30	260	873
GNL CC - grande porte	110	45	405	1.310		110	45	380	1.059
GN CA - pequeno porte (intercooler)	130	45	370	1.392		130	45	370	1.137
GNL CA - pequeno porte (intercooler)	130	65	560	1.699		130	65	540	1.394
Carvão Nacional	170	30	160	1.328		170	30	160	1.036
<b>Geração Sazonal (C) - Emergencia</b>	<b>4000</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>45,66%</b>		<b>5000</b>	<b>h/ano</b>	<b>d%</b>	<b>57,08%</b>
<b>Tipo</b>	<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>		<b>RF (R\$/MWh)</b>		<b>Cvu</b>	<b>Custo Geração</b>
	<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>		<b>CAPEX</b>	<b>Infra</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh ano</b>
Motores OC1 - Novo	80	8	710	903		80	8	710	864
Motores OC1 - recontração	28	8	710	789		28	8	710	773
Motores Diesel HS - Novo	50	6	1.000	1.123		50	6	1.000	1.098
Motores Diesel HS - Recontração	21	6	1.000	1.059		21	6	1.000	1.047
GN CC - grande porte	110	30	260	567		110	30	260	505
GNL CC - grande porte	110	45	405	744		110	45	380	652
GN CA - pequeno porte (intercooler)	130	45	370	753		130	45	370	677
GNL CA - pequeno porte (intercooler)	130	65	560	987		130	65	540	882
Carvão Nacional	170	30	160	598		170	30	160	510

Os resultados mostrados acima são coerentes.

As tecnologias com menor CAPEX tem menor custo médio quando pouco despachadas, em contrapartida as de maior CAPEX apresentam menor custo de produção quando submetidas a maior intensidade de despacho.

Foi incluída na comparação a possibilidade de recontração de plantas diesel e OC1 cujos contratos CCEAR terminam. Neste caso foi considerado que o RF é de 35% do original (novo) para OC1 e 42% para diesel. Estes valores foram determinados com base em simulações de fluxo de caixa descontado, para CAPEX de reativação de 15% a 20% do original.

## PONTOS DE ATENÇÃO:

### A. A QUESTÃO DO ICMS:

O ICMS é um posto naturalmente não cumulativo, entretanto ao definir a isenção de ICMS no suprimento ocorre a cumulatividade deste tributo nos custos de geração.

Este procedimento estabelecido pelo CONFAZ foi adequado e racional a matriz energética era eminentemente hídrica, pois montantes representados não eram percentualmente significativos no custo final.

A alteração deste regramento passando a ocorrer a tributação do ICMS no suprimento para aquelas fontes que tem insumo tributado (de custo significativo) levará a uma redução dos Ccombs (incluindo-se os vigentes) de imediato, além do saneamento de um procedimento passível de questionamentos. Além disto vai eliminar a pratica de buscar isenção de ICMS nos Estados candidatos a projetos de UTE, normalmente atendidos por instrumentos legais frágeis e sem garantias de vigência ao longo de todo o período contratual.

ICMS Impacto		
SIN	Mwmed	MWh/ano
Carga Média	68.000	595.680.000
Geração Térmica	15%	89.352.000
Ccomb médio	<b>300,00</b>	
ICM combustível	15%	
<b>ICMS Represado (R\$ano)</b>		<b>4.020.840.000</b>
impacto Cvu	90%	40,50
Ccomb sem efeito ICMS	<b>-13,50%</b>	<b>259,50</b>

Ação Proposta – Atuar junto ao CONFAZ para que seja alterado este regramento com reflexo imediato nos valores de Ccomb.

## **B. FUNDAMENTO ECONÔMICO SISTEMAS BASE HIDRAULICA E BASE TÉRMICA:**

Como é sabido e de amplo conhecimento:

- a) Nos Sistemas com base expansão hidráulica os custos de expansão são crescentes, isto se deve ao fato de que os aproveitamentos mais econômicos são priorizados e o vetor tecnológico não é significativo neste segmento.

Neste caso o ponto ótimo de operação se dá por otimização no uso dos recursos, uma vez que existe estabilidade sistêmica de preços relativos.

- b) Nos Sistemas térmicos (e agora UFV e menos EOL) o vetor tecnológico é significativo, de tal forma que o investimento mais novo é mais barato por questões tecnológicas principalmente.

Na área de turbinas de grande porte têm sido significativos, com ganhos de eficiência e custo unitário de investimento.

Entretanto o risco de preços relativos associado ao combustível é significativo e relevante, e os modelos comerciais baseados em contratação de longo prazo indexados não respondem de forma adequada.

Assim a prática concorrencial contínua tem sido a forma preferencial para garantir estabilidade na distribuição das rendas excedentes.

Este aspecto deve ser considerado no redesenho dos certames de Reserva.

### **C. INDICES APLICÁVEIS AO GNL:**

Sugerimos a inclusão do index “GCM” (Platts Gulf Coast Marker LNG Price Assessment) na formula paramétrica de preços para determinação do Ccomb nos leilões de contratação, em complementação aos índices atualmente presentes na formula de indexação: HH, Brent, NBP, JKM, R\$ e USD.

O CGM é o índice que melhor reflete o preço SPOT (modalidade FOB) na região Atlântica, e tende a ser o índice preferencial para contratação na parte flexível das UTEs a GNL.

### **D. CONTRATAÇÃO DE GERAÇÃO A GN-GNL:**

Os custos de manutenção da infraestrutura de suprimento para GN e GNL são significativos quando comparados a Receita Fixa para remuneração do ativo imobilizado e OPEX da UTE.

De outro lado a modicidade de custos de investimento e produção invariavelmente determinam projetos de grande porte (entre 1200 e 1800 MW) para projetos de ciclo combinado.

Assim esta tecnologia tem dificuldade em prover agilidade operativa requerida para atender despachos emergenciais (A) e de ponta (B). Neste caso turbinas de pequeno porte (normalmente aeroderivadas) com ciclo térmico otimizado (intercooler) e motores alternativos de grande porte representam a tecnologia mais adequada, mas o custo de manutenção da infraestrutura é muito relevante.

Assim a sugestão é o desenvolvimento de projetos a serem leiloados e não contratação de projetos (mesmo que regionais).

Neste caso a capacidade do gasoduto x o montante operativo que possibilite um custo módico de reserva será determinante para mitigar o custo médio de produção anual (como mostrado acima).

De outro lado o ciclo de importação do GNL pode se superado com a oferta offshore. Neste caso os Editais deverão prever a revisão dos valores de Ccomb e eventualmente de infraestrutura associada de suprimento para a nova configuração (variação de preços relativos); ou adotar um modelo concorrencial contínuo que garanta o ajuste de preços por força concorrencial.

No LEN 2018 A-6 apresentamos um conjunto de observações para adequação do Edital e contrato CCEAR-CER a este cenário.

### **E. BANDEIRAS TARIFÁRIAS:**

Outro aspecto a ser considerado é a possibilidade de uma revisão na estrutura das bandeiras tarifárias de tal forma que venha incluir 4 níveis suficientes para desempenhar seu papel de sinalizar ao Consumidor Final a situação do custo de suprimento de energia elétrica para que o mesmo faça sua adequada opção de uso do insumo energético dentro de suas possibilidades. Este direito de escolha (de imediato) é de fato o maior fundamento da existência das Bandeiras Tarifárias, pois o lançamento destes custos a posterior significaria a endividamento do consumidor sem sua autorização tácita.

O equilíbrio entre a receita gerada pelas bandeiras tarifárias e o custo efetivo deve ser buscado como forma de adequado valor econômico do insumo naquele momento.

Dentro destes conceitos sugerimos a seguinte estrutura de bandeiras tarifárias:

<b>Bandeira</b>	<b>Configuração</b>
Verde	Situação norma de suprimento com UTEs operando dentro das condições contratadas e expectativas médias de operação
Amarela	UTES GN operando acima da expectativa
Vermelha	UTES OC1 em operação
Roxa	Situação critica de operação com reserva limite de recursos operativos – período de restrição técnica de consumo

A avaliação histórica, com dados ANEEL, e uma projeção futura de custo médio das bandeiras tarifárias aponta o custo médio para 24 R\$/MWh no suprimento (cerca de 10%), conforme abaixo:

#### **Histórico de Bandeiras Tarifárias - Brasil**

<b>mês</b>	<b>Bandeira</b>	<b>Valor</b>
abr/15	Vermelha	0,05
mai/15	Vermelha	0,05
jun/15	Vermelha	0,05
jul/15	Vermelha	0,05
ago/15	Vermelha	0,05
set/15	Vermelha	0,05
out/15	Vermelha	0,05
nov/15	Vermelha	0,05
dez/15	Vermelha	0,05
jan/16	Vermelha	0,05
fev/16	Vermelha	0,05
mar/16	Amarela	0,01
abr/16	Verde	-
mai/16	Verde	-
jun/16	Verde	-
jul/16	Verde	-
ago/16	Verde	-
set/16	Verde	-
out/16	Verde	-
nov/16	Amarela	0,03
dez/16	Verde	-
jan/17	Verde	-
fev/17	Verde	-
mar/17	Amarela	0,01
abr/17	Vermelha P1	0,03
mai/17	Vermelha P1	0,03
jun/17	Verde	-
jul/17	Amarela	0,01
ago/17	Vermelha P1	0,03

#### **Bandeiras Tarifárias Premissa Futura**

<b>mês</b>	<b>Band</b>	<b>Valor</b>
jan	Vermelha P1	0,03
fev	Vermelha P1	0,03
mar	Amarela	0,01
abr	Verde	-
mai	Verde	-
jun	Verde	-
jul	Amarela	0,01
ago	Vermelha P1	0,03
set	Vermelha P2	0,05
out	Vermelha P2	0,05
nov	Vermelha P2	0,05
dez	Vermelha P1	0,03
<b>Bandeira Média</b>		<b>0,024</b>

set/17	Amarela	0,01
out/17	Vermelha P2	0,05
nov/17	Vermelha P2	0,05
dez/17	Vermelha P1	0,03
jan/18	Verde	-
fev/18	Verde	-
mar/18	Verde	-
abr/18	Verde	-
mai/18	Amarela	0,01
jun/18	Vermelha P2	0,05
jul/18	Vermelha P2	0,05
ago/18	Vermelha P2	0,05
set/18	Vermelha P2	0,05
out/18	Vermelha P2	0,05
nov/18	Vermelha P2	0,05
dez/18	Vermelha P1	0,03

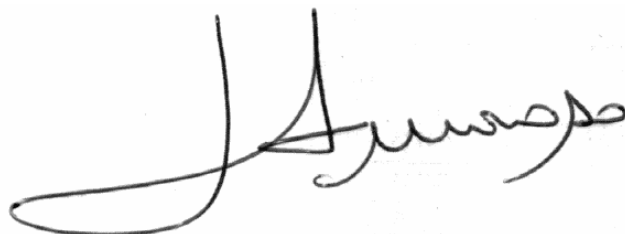
**Médio 0,026**

A estrutura sugerida para a revisão das bandeiras seria, associado ao estrutura revisada do Leilão de Contratação de Reserva de Energia e Potência, seria:

Bandeira	Sinal econômico
Verde	Zero
Amarela	Equivalente a expectativa de custo efetivo médio, e incidente sobre o consumo medido kWh no mês
Vermelha	Idem anterior
Roxa	Incidente sobre a excedente de consumo acima dos 90% do consumo médio da unidade consumidora (11-12 meses), e valor referente ao maior CVu de disponibilidade em reserva (por volta de 1000 R\$/MWh no caso de Diesel)

Esta estrutura vai levar a uma situação de constrição voluntária do consumo benéfica na medida da decisão individual de cada unidade consumidora em favor da mitigação do custo de despacho das reservas mais caras, e pouca o Governo do desgaste político de anúncios desta natureza.

Os valores aplicáveis a cada bandeira devem ser apurados pela ANEEL que tem capacidade técnica e informações suficientes mensuração dos valores justos imputáveis.



LALCAM-MA Engenharia e Serviços Ltda  
Eng. Luiz A M Amoroso