

---

## Contribuições

CP 033/2017 MME

FECOERGS

(Fed. Coop. de Energia Telefonía e Desenvolvimento Rural do RGS)

---

17 de agosto de 2017

|                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Introdução .....                                                                                             | 3  |
| 2. Redução dos limites para acesso ao mercado livre .....                                                       | 3  |
| 3. Diretrizes e compromissos para a fixação de tarifas.....                                                     | 5  |
| 3.1. Diretriz proposta: Sinal locacional no Sistema de Distribuição.....                                        | 7  |
| 3.2. Diretriz proposta: Tarifas diferenciadas por horário. ....                                                 | 10 |
| 3.3. Diretriz proposta: A tarifa pelo uso da rede de distribuição não pode ser cobrada R\$/MWh.....             | 12 |
| 3.3.1. Tarifa binômia aplicada a clientes com micro e mini geração ou taxa de demanda para definir custos fixos | 22 |
| 3.4. Diretriz proposta : Prazo estabelecido para implantação da tarifa binômia .....                            | 24 |
| 4. Viabilidade da micro e mini geração – Visão da distribuição.....                                             | 24 |
| 5. Racionalização de descontos na CDE .....                                                                     | 25 |
| 6. Conclusão .....                                                                                              | 28 |

## 1. Introdução

A FECOERGS encaminha sua contribuição à Consulta Pública 033/2017 publicada no dia 05/07/2017 pelo MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA que tem por objetivo obter contribuições ao processo “Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico” em continuidade à Consulta Pública nº 21, de 2016.

Inicialmente queremos cumprimentar esse Ministério pela iniciativa de consulta à sociedade sobre questões relevantes para futuro do setor elétrico, temos a expectativa que as análises e contribuições aqui apresentadas possam se importantes para evoluir nos debates para fins da necessária modernização do setor.

Essa contribuição apresenta reflexões sobre as propostas apresentadas nesta CP033/2017 principalmente referente aos temas discorridos na da NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE:

- Redução dos limites para acesso ao mercado livre ;
- Diretrizes e compromissos para a fixação de tarifas ;
- Racionalização de descontos na CDE.

## 2. Redução dos limites para acesso ao mercado livre

A proposta apresentada na referida Nota técnica para redução dos limites de acesso ao mercado livre prevê a abertura gradativa do mercado até 2028 para consumidores AT e MT até o limite inferior de 75kW de demanda:

*3.34. O aperfeiçoamento em tela requer alteração na Lei nº 9.074, de 1995, conforme abaixo, a qual deve ser acompanhada da revogação do §2º-A do art. 15, que perderia seu objeto diante do novo texto legal proposto:*

*“Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.*

*§1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.*

*§2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.*

*§3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.*

*§4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.*

*§5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.*

*§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. ” (NR)*

Em relação aos consumidores especiais a proposta mantém a atual condição até que atinjam os limites de acesso da proposta do artigo 16 acima copiado.

Entende-se ser realmente necessário uma transição para o mercado livre, permitindo às distribuidoras incorporarem em suas projeções de mercado as novas regras de expansão do mercado livre, e evitar o risco de sobrecontratação das distribuidoras. Considerando que o objetivo principal é a possibilidade de redução de custos a migração não deve gerar subsídios cruzados e ou impactar os demais clientes.

Além disso os consumidores precisam conhecer benefícios e riscos do mercado livre antes de migrar para a opção mais adequada.

Dessa forma entende-se adequada que a migração seja opcional e gradual e, ainda para evitar maiores riscos de sobrecontratação deveria ser considerada maior flexibilização contratual de

forma aliviar as distribuidoras da exposição pelo efeito da migração que atualmente está limitado a redução de 4% a.a. pelo o artigo 29 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, e que prevê a “descontratação” apenas dos CCEAR existentes.

### 3. Diretrizes e compromissos para a fixação de tarifas

As diretrizes apresentadas:

*1.99. O segundo tema associado ao grupo de alocação de custos e racionalização envolve compromissos que se comunicam com a revisão dos incentivos às fontes renováveis, com a geração distribuída e com a valoração adequada das externalidades providas pelas diversas alternativas de suprimento, ampliando as possibilidades de precificação dessas externalidades e benefícios em substituição aos subsídios e modelo inadequados atualmente presentes.*

*1.100. As propostas são constituídas de diretrizes para fixação de tarifas, em complemento a identificação de atributos apresentada na separação de lastro e energia e às medidas para aumento da granularidade temporal e espacial do preço, bem como de sua credibilidade.*

*1.101. Para tanto, são propostas alterações na Lei nº 9.427, de 1996:*

*“Art. 3º .....*

*XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:*

*.....*

*b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;*

*c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de*

*distribuição; e*

*d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.*

*....." (NR)*

*"Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:*

*I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica*

*ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e*

*II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.*

*§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em*

*Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.*

*§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.*

*Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:*

*I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e*

*II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais. ”*

Considerando as diretrizes propostas apresentaremos as análises segmentada por itens da proposta, como passaremos a expor nos itens a seguir.

### **3.1. Diretriz proposta: Sinal locacional no Sistema de Distribuição**

As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) são calculadas com a metodologia nodal, metodologia essa definida pela Resolução Normativa – RN 281/98, resultado do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) em meados da década de 1990. A diretriz foi dada pelo art. 9º da Lei n. 10.848/04, que obriga a utilização do sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

A expansão da Rede Básica ocorre por determinação do planejamento setorial – EPE, sob coordenação do MME, com a participação do ONS e reforços nas instalações existentes são autorizados pela ANEEL.

A definição da TUST para um período é dada a partir de simulação do Programa Nodal, com premissas de configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, a receita total permitida e outros parâmetros de definição. Diferente da receita requerida da distribuição que considera investimento já realizado e depreciado, essa receita permitida para a transmissão “ RAP “corresponde a uma previsão para remuneração das instalações de transmissão e também de investimentos que irão entrar em operação ao longo do período considerado que será pago às concessionárias de transmissão, inclui também de parte do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e uma Parcela de Ajuste.

Ao custear a diferença entre o previsto e o realizado a cada ciclo tarifário por meio da TUST, o regulador transfere aos consumidores o risco de custeio da transmissão, adequando o cálculo da TUST à sistemática de leilões do modelo de contratação de longo prazo.

A TUST é composta de 3 componentes tarifários:

TUSTRB: aplicável a todos os usuários do SIN e calculada de acordo com a metodologia descrita no anexo da RN 117/04, levando em conta as parcelas da Receita Anual Permitida – RAP associadas às instalações e a RN 399/10, que passou a considerar um sinal econômico para TUST no horário fora de ponta .

TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas na RN 067/04, em caráter exclusivo ou compartilhado, sendo obtida a partir do rateio das parcelas da RAP pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição e a RN 399/10.

TUSDG: aplicável a todos os geradores usuários das redes de distribuição e redes compartilhadas nos níveis de tensão entre 88 e 138kV e calculadas de acordo com a metodologia descrita na RN 349/09.

Assim na distribuição já é aplicada a tarifa nodal aos geradores conectados em 138kV.

A metodologia de definição de tarifas de uso do sistema são de fato diferentes no que se refere a transmissão e distribuição; as tarifas da transmissão são definidas pela Metodologia Nodal, conforme visto acima, fixando tarifas por ponto de conexão, enquanto o da distribuição baseia-se nos custos marginais de expansão da distribuição, definindo-se tarifas iguais para cada nível de tensão. Essa diferença metodológica leva portanto a valores diferentes entre as tarifas de uso nos pontos de conexão na fronteira entre a Rede Básica e a conexão diretamente na distribuição.

Na distribuição a tarifa é selo e tem maior estabilidade, a estrutura tarifária do fio B (ativos de distribuição) é revisada a cada 5 anos, na transmissão, dependendo dos agentes de carga e geração que se estabeleçam ou venham se estabelecer, as tarifas podem mudar representativamente pois o sinal é locacional e leva em consideração a configuração da rede, ou seja pode haver grande volatilidade das tarifas embora parte da TUST também seja de selo.

A mudança na metodologia de cálculo da TUSDg, por exemplo, provocou impactos tarifários diferentes para as centrais geradoras, que passaram a ter aumento ou redução de suas tarifas (embora a redução tenha sido predominante).

Ressalte-se também a importância de um período de transição, o que foi estabelecido para as centrais geradoras que perceberam aumento do custo do transporte com a implantação do cálculo locacional da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (conectadas nos níveis de tensão de 138 kV ou 88 kV) o que propiciou a esses geradores um escalonamento para a implantação da metodologia locacional.

Se foi complexo para as unidades de geração, espera-se que para a carga, a implementação da metodologia locacional, seja ainda mais, devido a quantidade de unidades de carga e a volatilidade de preços que teria maior impacto, visto que o gerador embute as tarifas de transmissão no seu preço final, para a carga a alteração tem impacto real, quando há redução fica mais fácil mas no caso de aumento isso pode inviabilizar o repasse ao preço final e nesse caso vai depender da “localização geo elétrica” da carga que vai contrapor com a sua atividade econômica e por consequência da logística da sua produção.

Dessa forma entende-se que há viabilidade da aplicação do sinal locacional para unidades de geração inclusive em tensão inferiores às atuais que são aplicadas à níveis de tensão de 138kV ou 88 kV mas é muito mais complexo a sua implementação em unidade de carga, por exemplo, o conceito de isonomia atual teria que ser revisitado permitindo a aplicação de tarifas diferentes para consumidores de uma mesma tensão e da mesma área de concessão.

### **3.2. Diretriz proposta: Tarifas diferenciadas por horário.**

As tarifas de energia percebidas pelos consumidores cativos no Brasil já contemplam algum sinal de custo econômico da geração. Este sinal econômico subsidia o consumidor na sua decisão de consumo. Espera-se que preços mais elevados reduzam o consumo de energia, cujo nível de resposta ao preço depende da elasticidade preço do mercado.

Porém, este sinal econômico pode não ser suficiente para informar ao consumidor o custo corrente de geração, de forma que sua resposta aos preços não seja adequada.

Na direção de aumentar a percepção instantânea de custo de geração pelo consumidor, recentemente foi criado mecanismo de bandeiras tarifárias. Este mecanismo informa ao consumidor o adicional de custo de geração esperado para o mês seguinte. Atualmente, na condição de maior custo de geração, aciona-se a bandeira vermelha patamar 2, no valor máximo de 35 R\$/MWh.

Embora seja considerado um avanço em termos de repasse econômico, a bandeira tarifária é uma tarifa selo, ou seja, é aplicada sobre a energia consumida em qualquer horário ou dia do mês para qual foi estabelecida. Assim, por exemplo, na região nordeste, onde a geração eólica já é bastante representativa, em períodos com ventos abundantes (custo de combustível igual 0, logo custo variável de geração muito baixo) os consumidores ainda estarão pagando a tarifa de bandeira estabelecida no mês anterior.

Ainda em relação ao repasse do custo de geração para os consumidores, existe um mecanismo de compensação financeira que ajusta o fluxo de despesas e receitas das distribuidoras de energia em função da variação de preços. Via de regra, as diferenças entre o custo de energia repassado as tarifas (faturamento) e o custo real de energia mensal são acumuladas em uma conta gráfica (CVA) cujo valor acumulado é repassado aos consumidores a cada processo tarifário da distribuidora que, ordinariamente, ocorre a cada 12 meses. Assim, as diferenças entre custo e preço são percebidas pelo consumidor com um atraso elevado de até 12 meses, o que não pode ser considerado um sinal econômico repassado, mas apenas um “acerto de contas”.

Ainda, existe um preço de curto prazo que baliza a operação da geração no Brasil, o PLD (preço de liquidação de diferenças) que é igual ao CMO (Custo Marginal de Operação) mas com limite máximo e mínimo. O PLD é um preço de curto prazo que sinaliza o custo de geração. No Brasil este preço é definido por região, patamar e com periodicidade semanal.

Pelo lado da geração, os agentes, com flexibilidade operativa e contratual, geram quando este custo for maior do que seu custo variável e adquirem energia no mercado SPOT quando a relação for o contrário, então o PLD é um sinal econômico dado para a geração.

Do lado da distribuição, o PLD é utilizado para ajustar as diferenças entre expectativas de preço das térmicas e o preço real, além ser utilizado para liquidar as diferenças entre o nível de contratos e a energia requerida das distribuidoras. O resultado desta liquidação é repassado para os consumidores a cada processo tarifário<sup>1</sup>. Então, enquanto que para a geração, o sinal de custo de operação de curto prazo, representado pelo PLD tem frequência semanal, para os consumidores tem frequência anual e de forma não uniforme, na medida em que cada concessionária tem data de aniversário diferente.

Pelo exposto, os mecanismos de repasse do custo de geração para o consumidor, mencionados anteriormente, são suficientes para que todo o custo de geração seja, via de regra, repassado para as tarifas faturadas junto aos consumidores. Porém, o sinal percebido pela geração é diferente e não simultâneo, ao sinal percebido pelo mercado consumidor, de tal forma que a eficiência dos sinais tarifários vigentes, em termos de racionalização do consumo de energia, fica prejudicada deixando os consumidores passivos em relação ao custo da geração.

**Concluindo com base no exposto**, entende-se necessária a autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário como forma eficiente de uso racional da geração de energia, ainda mais quando a matriz energética nacional tem apresentado alterações relevantes a partir

---

<sup>1</sup> Existem alguns limites regulatórios para este repasse, mas não é relevante para esta contribuição.

da inserção de fontes renováveis e a expectativa do “bomm” da micro e minigeração distribuída, gerações intermitentes com custo variável quase nulo.

**A FECOERGS entende também**, que entre a autorização para aplicação de tarifas de energia horária e sua efetiva aplicação, alguns pontos devem estar bem definidos. As perguntas abaixo ilustram esta preocupação da FECOERGS:

- A tarifa será horária, ou definida por postos tarifários?
- A adesão ao mecanismo de tarifas horárias será compulsória ou facultativa?
- A volatilidade não será muito elevada?
- Quem fará a oferta e liquidação de energia neste mercado?
- Em qual velocidade será feita a migração para tarifação horária?
- A atividade de venda de energia e transporte de energia serão separadas?
- Como será o plano de conscientização da população, principalmente, de baixa tensão?
- Os clientes BT serão representados por um comercializador?
- Qual velocidade de adaptação do parque de medição?

### **3.3. Diretriz proposta: A tarifa pelo uso da rede de distribuição não pode ser cobrada R\$/MWh**

*3.104. O §1º do art. 15-A estabelece a tarifa binômia, deixando o detalhamento da matéria para regulação. A única diretriz colocada é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvado encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e mini geração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar*

*a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores.*

*Consequentemente, há incentivos para que o consumidor invista individualmente em um montante de geração distribuída além do ótimo sistêmico.*

**A FECOERGS entende** que não é necessário aplicar tarifa binômia (preço de potência e preço de energia) para o faturar separadamente o fio (TUSD fio B e TUSD fio A) da tarifa de Energia (TE).

No caso de clientes conectados Uso da transmissão a metodologia é Nodal para o Fio e cobrada em R\$/kW e os demais encargos e a energia em R\$/MWh, nesse caso a tarifa aplicada é binômia.

Para clientes da Alta tensão na distribuição as tarifas são binômias aplicadas as modalidades Tarifárias: Tarifa Azul e Tarifa Verde que têm preços diferenciados em Ponta e Fora de Ponta.

No entanto a diferença entre as tarifas Azul e Verde decorre da forma de cobrança dos custos relativos ao uso da rede (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) aplicadas a todos os clientes conectados na rede de distribuição e a sua responsabilidade de potência conforme seu perfil de carga impacta na formação da demanda máxima:

- Na tarifa Azul os custos de transporte são cobrados em R\$/kW tanto na Ponta como Fora da Ponta;
- Na tarifa Verde, os custos de transporte na Ponta são cobrados em R\$/MWh, existindo apenas um preço de transporte em R\$/kW aplicado à demanda máxima mensal do cliente.

**Se a componente de transporte não puder ser cobrada** em R\$/MWh a tarifa verde será extinta.

As Modalidades Tarifárias são elaboradas de modo a ajustar ao nível da receita necessária para o equilíbrio econômico-financeiro, preservando assim o nível atual de receita com o impacto no sistema pela forma de utilização da rede pelos clientes com determinado perfil de carga, dessa forma haverá perda de receita quando o mercado reduzir a demanda nos horários de maior custo.

A definição das modalidades tarifárias é feita a partir dos custos dos clientes caracterizados como típicos e que portanto representam os clientes da concessão de distribuição e são calculados para cada período horário - posto tarifário, no caso da Alta tensão ponta e fora de ponta.

**A ideia preconizada de que as tarifas devam refletir os custos não se baseia apenas no princípio de justiça e neutralidade, mas também, e principalmente, no princípio de eficiência e de uso racional do sistema elétrico.**

**Cobrar do consumidor de um determinado nível de atendimento menos ou mais do que ele custa acarretará ineficiências na medida, tais como: (i) incorrer em desperdícios indesejáveis; (ii) impedir que o consumidor tome a decisão correta de utilizar ou não energéticos alternativos; (iii) incorrer em perdas financeiras para as distribuidoras entre as Revisões Tarifárias; (iv) incentivar o consumidor a trocar de subgrupo tarifário e outros.**

Assim a modalidade tarifária verde, se bem construída, é definida para cobrar adequadamente clientes de Curta Utilização.

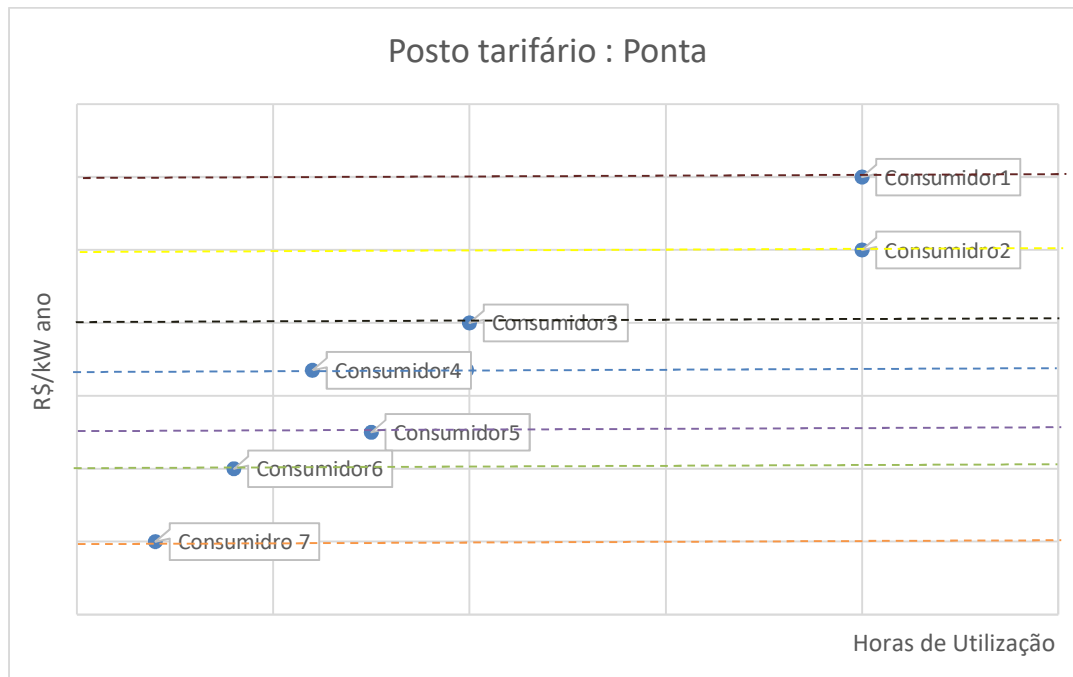
Vejamos o modo de construção das modalidades tarifárias:

- i. A partir dos Custos de Uso do Sistema de Distribuição ajustados em R\$/kW.ano (potência) e das Horas de Utilização <sup>2</sup>(H) de cada consumidor típico é possível construir um gráfico para cada posto tarifário;
- ii. Se fossem construídas tarifas exatamente iguais aos custos de cada cliente, todos optariam pela de menor preço de demanda (P7) apenas o consumidor C4 estaria bem faturado;
- iii. Se fosse construída uma única tarifa, igual ao custo médio (**linha tracejada**) de cada componente os consumidores C1, C2 e C3 pagariam abaixo do custo enquanto os consumidores C5, C6 e C7 pagariam acima dos respectivos custos.

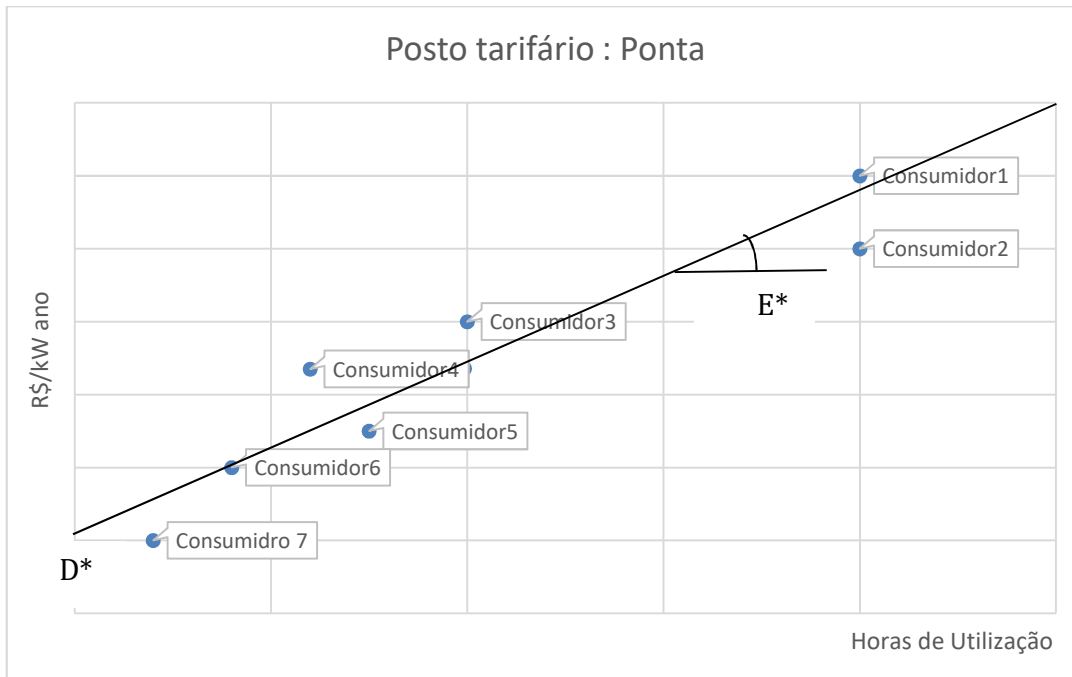
---

<sup>2</sup> Horas de utilização em cada posto são definidas como  $u = FCu * hu$  onde  $FCu$  é o fator de carga do cliente no posto  $u$  e  $hu$  é o número de horas neste mesmo posto

O gráfico a seguir ilustra os itens ii e iii:

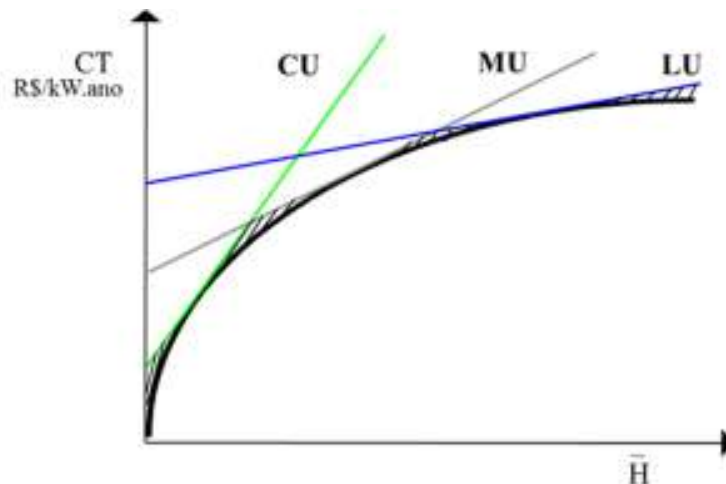


- iv. Para criar tarifas mais próximas aos custos dos clientes típicos seria necessário obter uma tarifa com um preço de demanda  $D^*$  e um preço de energia  $E^*$  que gere para cada cliente uma fatura o mais próximo possível do seu custo total, para isso é preciso deslocar parcela do valor do custo de potência para o preço de energia, como ilustrado na figura abaixo:



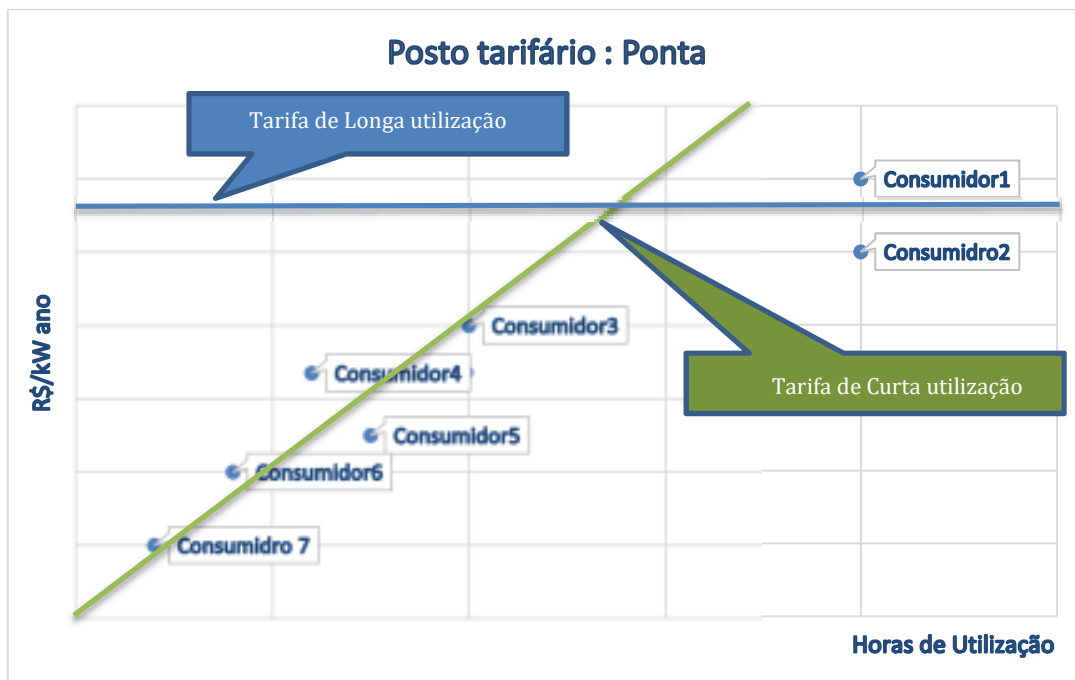
No entanto, esta solução nem sempre é possível ou eficiente. Alguns consumidores podem ter suas faturas muito diferentes de seus custos totais. E ainda, não são aconselháveis afastamentos muito grandes da estrutura demanda/energia dos consumidores, pois a eficácia da aplicação das tarifas seria prejudicada.

A melhor solução é a construção de várias modalidades tarifárias (C- Curta , M- Média e L- Longa utilização:

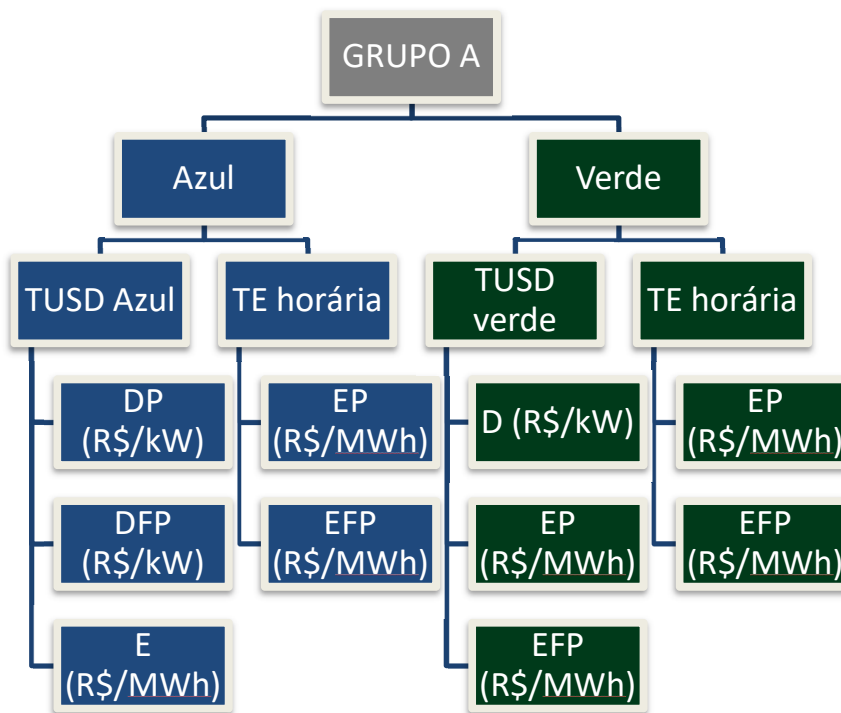


**Figura 1 - Gráfico esquemático para construção de modalidades tarifárias de longa, curta e média utilização**

Se for aceito que a curva de custo total (CT) versus horas de utilização, para os consumidores de um determinado nível de atendimento, tem a forma apresentada na Figura 1 - , poderiam ser construídas, por exemplo, três modalidades tarifárias a partir de retas tangentes a esta curva: C (Curta Utilização), M (Média Utilização) e L (Longa Utilização). Seria assim possível cobrar de cada cliente-tipo o seu custo total, exceto para aqueles situados sob a área hachurada. Quanto mais modalidades tarifárias, menores serão estas áreas, mas neste caso deve-se levar em consideração o critério de simplicidade.



Assim foram definidas duas modalidades tarifárias para as tarifas de Uso da Distribuição Fio B para a Alta tensão: Azul e Verde. A Tarifa de Energia – TE é igual nas duas modalidades Azul e Verde, também são iguais a TUSD Encargos e TUSD Perdas.



Para a Baixa tensão é aplicada a mesma metodologia na definição da tarifa branca vigente, e a opção do Regulador foi a tarifa monômnia. A definição da tarifa branca que cobra o transporte em R\$/MWh teve por base as experiências pilotos realizadas por algumas distribuidoras que concluíram que a tarifa que melhor se ajusta aos mercados de baixa tensão é a Monômnia Mesmo com as vantagens de uma tarifa Binômnia e por certo é importante sinalizar a potência para que os consumidores possam administrar melhor a sua carga; é mais fácil na baixa tensão definir as faixas de aplicação de cada modalidade do que fazer uma aplicação opcional; é mais fácil para os grandes consumidores entenderem a modalidade binômnia e administrar a sua potência demandada.

A tarifação diferenciada para os clientes de baixa tensão como a classe residencial visa o deslocamento de consumo do horário de pico para horários em que o sistema elétrico está com folga, aliviando a ponta do sistema, o que permite postergar investimentos de ampliação da capacidade de distribuição de energia.

Um ponto importante é que, diferente dos consumidores de alta tensão, os clientes de baixa tensão com Tarifa de demanda, se faturados pela média mensal das demandas máximas diárias faria com que o esforço de modulação fosse recompensado mesmo que houvesse uma falha em um dia.

No entanto, uma boa resposta dos consumidores, com esforço de modulação, poderia incorrer em outro grave problema: o uso de alguns equipamentos poderia ser deslocado para horários imediatamente anteriores ou posteriores ao posto de ponta, podendo gerar demandas na rede até maiores que a demanda máxima antes da aplicação da tarifa. Isto se deve à redução da diversidade, aumentando-se a coincidência de horário no uso de um equipamento elétrico caracterizado por altas demandas por um tempo relativamente pequeno. A solução para este problema foi a criação do terceiro posto horário para essa classe Horário intermediário, proposto na tarifa branca pela ANEEL.

**A implementação da tarifa Binômia da Baixa tensão implicaria:** em alteração do sistema de faturamento das empresas, campanhas comerciais para o cliente entender o conceito “demanda”, **mudança do parque de medidores**, o que significa um esforço adicional sendo que em experiências realizadas por pilotos<sup>3</sup> sendo que não haverá diferença significativa entre os resultados alcançados pelas tarifas monômia e binômia.

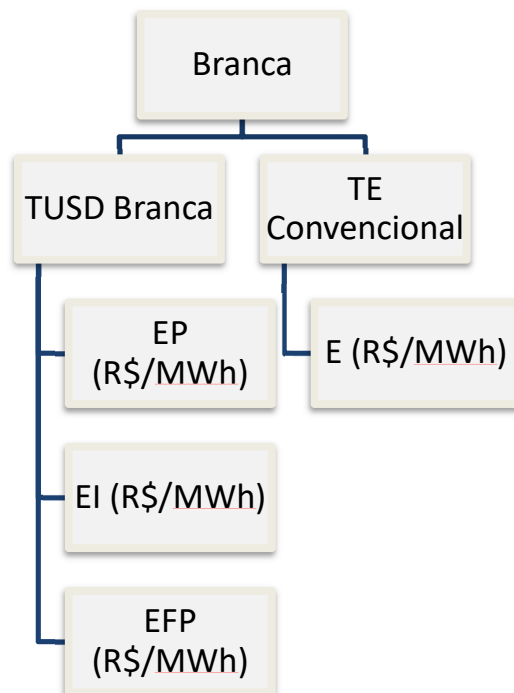
**Fundamental para o sucesso da implementação da tarifa com sinal econômico correto para a Baixa Tensão é que seja aplicada de forma compulsória a todos os clientes, caso contrário sim haverá perda de receita representativa e sem contrapartida da redução de custo.**

**A tarifa binômia de fato impediria a perda de receita, mas no caso da contratação de demanda, isso será aplicado aos clientes de Baixa Tensão?**

---

<sup>3</sup> *Aplicação da Metodologia de tarifação horosazonal para a Baixa Tensão - O projeto Tarifa Amarela Bruno Carrara, STILB, Iara Sobrosa, AES Sul, Fernando Torres, AES Sul e Neusa Antunes, STILB*

**Poderia se aplicar a binômia aos clientes com micro e mini geração distribuída**, mantendo a as modalidades Verde na Alta Tensão com cobrança de transporte na energia e Branca (monômia) , essa última aplicável a todos os demais consumidores da baixa tensão considerando as estruturas atuais:



**Determinações tais como a forma da tarifação (monômia ou binômia) no entendimento da FECOERGS teria que ter a discussão ampla no âmbito da regulação com proposições do regulador e discussões com especialistas do setor , com simulações e análise de Impacto regulatório.** Entende-se que esse assunto é muito complexo e que pode impactar representativamente tanto distribuidores como os clientes, **no caso das Cooperativas impacta diretamente seus associados.** Esse assunto está indo além das “diretrizes do modelo” adentrando em definições técnicas que no nosso entendimento **deve ser conduzido no âmbito da Regulação com propostas suportadas por Análise de Impacto Regulatório para que então os agentes possam se posicionar.**

### **3.3.1. Tarifa binômia aplicada a clientes com micro e mini geração ou taxa de demanda para definir custos fixos**

O modelo da tarifa monômia convencional ou branca, a dois e/ou três preços (preços diferenciados em Ponta, Fora de Ponta e em alguns casos Intermediários) para a Baixa Tensão funciona perfeitamente para unidades de carga. Na legislação atual quando uma unidade consumidora é também geradora e o faturamento de fato se traduz pelo consumo líquido mensal reduzindo sua fatura até o limite da “taxa mínima”, os custos não são aliviados pois a rede tem que estar preparada para receber essa geração. Essas unidades de geração de fontes intermitentes utilizam a rede com frequência, e portanto exigindo a capacidade e a operação das redes de distribuição na mesma ou em maior proporção. **Assim há um custo de disponibilidade que atualmente não está sendo coberto pela unidade consumidora-geradora pois a taxa mínima<sup>4</sup> não representa esse custo de fato e, pior repassa uma ideia ao cliente que opta por essa geração que essa taxa seria suficiente para cobrir os custos da rede.**

Com o avanço da geração distribuída esse desequilíbrio pode afetar sobremaneira o caixa das distribuidoras. Portanto para essas unidades consumidoras uma opção poderia sim ser a utilização de tarifas binômias com contratação de demanda, que poderia ser definida com base no disjuntor geral, a energia continuaria sendo cobrada pela leitura mensal. No entanto a “restrição de carga” pode não ser “justa”.

**Uma outra opção seria a definição de “taxa de demanda ou taxa de disponibilidade” que substituiria as taxas mínimas atuais e que de fato considerasse os custos por disponibilidade.**

**O estabelecimento de uma “taxa de disponibilidade” com base em custos que serão apurados no período de uso da rede e no comportamento típico tanto de unidades consumidoras como**

---

<sup>4</sup> A taxa mínima foi definida para cobrir custos comerciais, mas não foi reavaliada, portanto por certo nem estes custos estão adequados.

**da inserção da micro geração atribuindo a eles a responsabilidade de potência que realmente representem os custos por disponibilidade.** Essa pode ser uma opção operacionalmente mais simples e, desde que corretamente caracterizada, pode ser considerada mais adequada. Para isso pode considerar “taxas de disponibilidade” por porte e/ou característica de consumo.

A geração fotovoltaica injeta energia na rede em horários de sol mais intenso e não é necessariamente esse o período de maior demanda no caso da baixa tensão, em geral as redes de baixa tensão tem demanda máxima no período tarifário de ponta, já em redes de Média tensão há redes com demanda máxima fora de ponta, dessa forma toda essa análise deve ser feita quando da definição da “taxa de disponibilidade”.

A tarifa binômia considerando a “leitura mensal de demanda máxima” sem contrato de demanda entende-se não ser suficiente para solucionar o caso. Mas é preciso mais análises e simulações para melhor avaliar.

**A condição mínima é que a inserção de micro e minigeração não traga prejuízos à distribuidora e aos demais clientes, por isso qualquer análise deve considerar o pagamento referente ao uso da rede dos componentes da TUSD: Fio A, Fio B e demais itens de custos que compõe a tarifa de um auto produtor.** Entende-se que é importante caracterizar os custos de inserção da micro e minigeração em pontos estratégicos da rede que possam vir aliviar o sistema<sup>5</sup>, avaliando a relação custo benefício dessa forma buscando o seu melhor potencial e inclusive sendo uma diretriz para o planejamento do sistema de distribuição. Manter a atual regra significa submeter perdas de receita à distribuidora sem contrapartida de redução de custos para a sociedade.

---

<sup>5</sup> Como redução de perdas, nível de tensão

### **3.4. Diretriz proposta: Prazo estabelecido para implantação da tarifa binômia**

*3.106. O §2º do art. 15-A estabelece prazo até 2021 para a implantação da tarifa binômia para todos os consumidores, tempo que permite a associação desse movimento a outras mudanças capazes de valorar adequadamente os benefícios da geração distribuída e até o sinal locacional.*

**Entendemos não ser necessário a implantação da tarifa binômia para a Baixa tensão, para a Alta tensão já está implementada, mas no caso de implementação da binômia questiona-se:**

- O prazo de 2021 seria compatível com a capacidade técnica e econômico-financeira das distribuidoras em realizar adequações nos sistemas em suas áreas de concessão considerando a substituição de todo o parque de medição?
- Serão necessários aprimoramentos dos sistemas de faturamento das Distribuidoras tanto para o faturamento da demanda no caso de tarifa binômia como para a distinção da cobrança separada da TUSD e TE, os níveis de custos aprovados nas revisões do 4CRTP não incluíram essas demandas. Será feita alguma compensação para essa demanda regulatória?
- As empresas fornecedoras de medidores teriam a partir dessa definição até 2020 capacidade de produção e entrega a fim de trocar todo o parque de medidores de Baixa tensão do Brasil para que seja implementada ainda em 2021 as tarifas binômias?
- Além disso o processo de conscientização de consumidores e de entendimento de conceitos de demanda não é simples, isso ficará a cargo também das distribuidoras?

## **4. Viabilidade da micro e mini geração – Visão da distribuição**

Verificam-se que há muitas dúvidas necessitando ainda de mais discussões em alguns temas, **no entanto alguns devem ser tratados com urgência como a tarifação do uso dos sistemas de transporte pelas mini e micro geradoras.** A legislação atual está trazendo prejuízos às empresas distribuidoras, **principalmente para pequenas concessionárias e permissionárias** com

mercado menos diversificado de forma que a adesão mesmo de algumas poucas unidades de consumidoras/geradoras o impacto é mais representativo. **Além disso, outras adequações na legislação devem ser repensadas considerando os impactos da intermitência dessa geração nos contratos de CUSD e CUST das distribuidoras.** A flexibilidade desses contratos teria que acompanhar a volatilidade do uso da rede por essas unidades, pois não há um contrato de demanda que permita gerenciá-la, o que pode levar a prejuízos por multas dependendo do “bomm” da micro e minigeração distribuída. Também há de se considerar as previsões dos custos na energia comprada e projeções de mercado das concessões que podem ser impactados, medidas de controle da energia gerada/consumida serão necessárias para o conhecimento do real mercado de energia. **Pode-se pensar que são poucos os micros geradores no Brasil, que sua energia não é representativa, mas independente disso a legislação tem que ser dinâmica prevendo esses impactos, já que a intenção é minimizar as subvenções.** Portanto, considerando que a inserção de micro e mini geração é uma realidade, a normatização deve ser desenhada para incentivar a expansão deste mercado, **sem que a decisão do consumidor em implementar esta geração, seja oneroso para a distribuidora, cuja função é fornecer sistema de distribuição e não energia.**

## 5. Racionalização de descontos na CDE

Esse tema propõe a definição de um teto por unidade de desconto e limite global para esses descontos, propostos através da alteração da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002:

*“Art. 13-A A partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos de que trata o inciso VII do art. 13, serão convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica, nos termos deste art.*

*§1º A conversão de que trata o caput utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016.*

*§2º A soma do valor dos descontos de que trata o inciso VII do art. 13 não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica.*

*§3º O valor resultante da conversão, calculado na forma deste artigo, poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite previsto no §2º.*

*§4º Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:*

*I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e*

*II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.*

*§5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”*

Considerando o art. 13-A os descontos passarão a ser considerados em R\$/MWh e que a conversão utilizada como base será o valor desembolsado em 2016.

. O parágrafo 3º estabelece o teto unitário e o ajuste pelo reajuste médio desde que não ultrapasse o teto global previsto no parágrafo 2º que limita aos desembolsos de 2016.

O parágrafo 5º estabelece que essas medidas não irão impactar os descontos para fonte incentivadas.

No entanto essa medida não pode impactar o estabelecido pela Lei 13360/2016 para definição da subvenção:

*§ 4o A subvenção será igual ao valor adicional de receita requerida que precisaria ser concedido à principal concessionária de distribuição supridora caso os ativos, o*

*mercado e os consumidores da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, fizessem parte de sua concessão.*

A proposta de regulamentação do cálculo da subvenção para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural está sendo discutida na AP035/2017 e que deve atender aos comandos legais, mesmo que os resultados obtidos superem os valores estabelecidos em 2016.

**Dessa forma propõe-se que o parágrafo 5º do artigo 13-A que apresenta proposta de alteração da Lei nº 10.438/2002 seja estendido à subvenção às cooperativas de eletrificação rural (permissionárias ou concessionárias) da mesma forma que blindar os descontos para as fontes incentivadas, que por sua vez também estão sendo adequados.**

## 6. Síntese das Contribuições

Diante do exposto as reflexões, questionamentos apresentados neste documento são importantes para definir os aprimoramentos necessário ao setor e a discussão das diretrizes é fundamental.

- **A redução da limitação para a migração do mercado para o ambiente livre** não pode impactar os demais clientes e nem onerar as distribuidoras com sobrecontratações, portanto a legislação terá que prever maior flexibilidade na descontratação.
- **Estender sinal locacional hoje aplicado à transmissão** terá que vislumbra a volatilidade das tarifas aplicadas a clientes de mesmo grupo de tensão em uma mesma concessão o que fere a isonomia estabelecida pela REN 414/2010 - Aneel.
- **A obrigatoriedade da tarifa binômia a todas unidade** consumidoras sem considerar que a alocação adequada de custos pode ser conseguida com tarifas monômias mais simples que exigem equipamentos menos sofisticados e de mais fácil entendimento pelos consumidores e, ainda num prazo curto quando se pensa em substituição de todo o parque de medição, o que impõe às distribuidoras capacidade financeira e técnica que elas provavelmente não possuem deva ser repensada, aplicando por exemplo somente a unidades consumidoras/geradoras para apuração dos custos incorridos à sua conexão da rede.
- **Entende-se ainda que determinações tais como a forma da tarifação (monômia ou binômia)** teria que ter a discussão ampla no âmbito da regulação com proposições do regulador, esse assunto está indo além das “diretrizes” está adentrando, no nosso entendimento, à atribuição do corpo técnico do órgão regulador (Aneel), que tem formação e competência para elaborar propostas e mais do que isso discutir amplamente em processo promovendo Audiências Pública e que devem no mínimo ter apresentação de análise de Impacto regulatório.

- **Quanto a limitação sugerida para o encargo da CDE** entende-se que deve respeitar o cálculo da subvenção para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural definido pela Lei 13.360/2016 e atualmente em discussão na AP035/2017- ANEEL. Para o atendimento dos comandos legais, propõe-se que o parágrafo 5º do artigo 13-A que apresenta proposta de alteração da Lei nº 10.438/2002 seja estendido à subvenção às cooperativas garantindo a devida compensação sem a consideração da limitação imposta na proposta apresentada.

É louvável a intenção de rever as normas do setor elétrico, **sendo um dos temas a maior liberdade de escolha de fornecedor**, pelos consumidores, porém devemos ter os devidos cuidados **para não incorremos nos erros da MP 579/2012, pelo aodamento das decisões.**

Nosso país está em desenvolvimento, tem dimensões continentais, o estabelecimento de regras que tenham validade para todas as regiões (brasileiras) totalmente dispares de cultura, economia, produção e clima, também, precisam ser revistas e o que está proposto ser bem avaliado/analísado, **por isto entendemos que o prazo disponibilizado para apresentação de sugestões/contribuições, pela abrangência e complexidade dos temas, não pode se encerrar e ficar restrito as conclusões/contribuições desta Consulta Pública, deve ter continuidade.**

**“O PROPOSTO DEVE SER POLÍTICA DE ESTADO NÃO DE GOVERNO”**

Porto Alegre, 17 de agosto de 2017

***Jânio Vital Stefanello***  
Presidente