

Contribuições à CP0025/2019  
ABRADEMP – Associação Brasileira  
de Distribuidoras de Energia Elétrica de  
Menor Porte

---

**Dezembro de 2019**

Página 1 de 34



## Sumário

1	Objetivo .....	4
2	Da primeira fase de contribuições – AP001/2019.....	4
3	Contribuição em relação a abordagem metodológica para preservação do equilíbrio econômico-financeiro.....	6
4	Contribuição específica à CP0025/2019.....	9
	4.1 Em relação as alternativas oferecidas pela ANEEL	9
	4.2 Porque deve-se cobrar o custo do transporte da MMGD – Demanda máxima .....	10
	4.3 Proposta ABRADEMP da forma de aplicação do Fio B aos prosumidores.....	16
	4.3.1 Contribuição em favor da Aplicação da tarifa branca.....	16
	4.3.2 Contribuição em favor da aplicação de tarifa para o gerador .....	21
5	Análise de impacto no faturamento dos consumidores com GD local: Todas as alternativas resultam em redução significativa de fatura .....	22
	5.1 Consumo com fatura equivalente a Alternativa ZERO: fator de simultaneidade diferentes, e o efeito do tipo de ligação.....	27
	5.2 Efeito do ICMS diferente por UF, na análise de viabilidade.....	28

5.3 Comparação de faturas antes da GD com todas as alternativas, inclusive as propostas pela ABRADEMP.....	29
6 Contribuições em relação componentes de Parcela A .....	31
7 Conclusões e resumo da Proposta .....	32



## 1 Objetivo

Este documento tem o objetivo de apresentar as contribuições da ABRADEMP referente aos documentos disponibilizados pela ANEEL por meio da Consulta Pública 025/2019, visando obter subsídios para aprimoramento das regras regulatórias aplicáveis à micro e mini geração distribuída.

## 2 Da primeira fase de contribuições – AP001/2019

Em abril do corrente ano a ABRADEMP apresentou sua manifestação no âmbito do processo de Audiência Pública 001/2019 promovido pela.

O documento de contribuição encaminhado a ABRADEMP, envolveu os seguintes pontos:

- Que a ANEEL não considerasse nas suas análises regulatórias questões inerentes a política de desenvolvimento do país tal como a geração de emprego, item que reiteramos nesse documento, sob a égide dos subsídios inseridos nas tarifas distorcem os preços relativos causando ineficiência econômica por distanciam as tarifas dos custos, então qualquer que seja a concessão de subsídios devem ter embasamento legal, ou seja aprovados/criados pelos representantes do povo para determina-los, para somente então, independentemente de serem ou não “justos” não, o regulador reproduzir nas regras tarifárias as diretrizes legais. Não é papel do regulador interferir ou conceder subsídios, o que já fez de alguma forma quando homologou a Resolução 482/2002. **Este ponto foi acatado pelo regulador, após a fase 01 desta discussão e ABRADEMP entende que este posicionamento deve ser mantido;**
- Sugeriu-se que simultaneamente às discussões sobre metodologia tarifária, fossem discutidas formas de preservação da receita para equilíbrio econômico-financeiro para que não fique vulnerável à introdução de novas tecnologias, o que não foi abordado de forma mais efetiva. Isso é preocupante inclusive porque há cláusulas no contrato de concessão tanto de compromisso com o equilíbrio econômico financeiro da concessão como da sustentabilidade financeira.

No entanto, o atingimento destes objetivos fica mais frágil em função de subsídios prolongados e sem contrapartida no custo do serviço, estando custeado dentro da própria concessão como é o caso do sistema de compensação estabelecido pela 482/2012. Dessa forma é desejável que o regulador reveja o mecanismo de atualização da parcela B e recomposição da receita regulatória nos processos de reajuste tarifário, de modo a dissociá-lo do mercado. **A ABRADEMP reapresenta esta contribuição, e aprofunda os argumentos mais adiante nesta contribuição.**

- Sugeriu-se que o modelo de tarifação trate o consumidor de energia e o gerador de energia local por meio de um sistema de tarifação com base no custo que impõe à rede. O “prossumidor” é um usuário da rede com duas formas de interação: a de injeção e de carga. Como carga deverá ser enquadrado nas modalidades tarifárias existentes ou naquelas que vierem a ser definidas nas discussões no âmbito da contribuição AP001/2019, cuja proposta da ABRADEMP foi, e continua sendo, a aplicação compulsória da tarifa horária, que hoje está representada pela tarifa branca. Como gerador deve ser aplicado tratamento semelhante aos demais geradores conectados na rede de distribuição. Este ponto de contribuição será melhor explorado a seguir.
- Sugere-se ao regulador colocar na agenda regulatória estudos para aprimorar a tarifa dos geradores considerando custos locais, isso iria permitir identificar pontos de inserção da geração distribuída que de fato irão trazer benefícios para toda a sociedade.
- Sugeriu-se também que as componentes fio fossem imediatamente aplicadas tal como proposta nesta CP025/2019. Neste documento, apresentar-se-á contribuições adicionais a este ponto.

### **3 Contribuição em relação a abordagem metodológica para preservação do equilíbrio econômico-financeiro**

A possibilidade de o consumidor gerar energia atribuiu a ele um papel ativo no setor de energia elétrica, por sua vez as redes de distribuição passam a funcionar não somente como um sistema de entrega de uma energia gerada centralizadamente, mas também funcionando como uma interligação entre os prossumidores em média e baixa tensão.

Essa energia injetada nas redes de distribuição aumentam a complexidade de operação da rede de distribuição que passa a ter um fluxo bidirecional de energia, diferente para o qual foi planejada e, portanto, será necessário adaptar procedimentos distribuição de operação, controle e proteção.

Os sistemas de transporte de energia são dimensionados para atender a demanda máxima agregada de seus usuários, a rede está à disposição do usuário e deve ter capacidade para atendê-lo as 24 horas do dia, todos os dias do ano conforme regras regulatórias estabelecidas. Assim, mesmo em casos em que a geração distribuída reduza a demanda de pico do sistema (alto fator de coincidência), basta que em um momento de demanda coincidente a geração fique indisponível para que este ganho pela redução de demanda máxima seja anulado. Mas o volume de energia fornecido através da rede de distribuição para os consumidores sim é reduzido, então haverá queda de faturamento de mercado (no mínimo por consumo simultâneo) sem redução de custo.

Tal redução de mercado tem efeito direto na receita de distribuição permitida calculada nos processos de reajuste tarifário, e esse efeito é cumulativo uma vez que a fórmula paramétrica para atualização da parcela B tem por base o mercado realizado:

$$\text{Parcela B}^1 = \left[ (\text{Tarifa\_FioB}) \_ (\text{vigente}) * \left[ \text{Mercado} \right] \_ \text{Referência} \right] * (\text{IVI-X}) \quad (4)$$

Onde:

$\left[ \text{Tarifa\_FioB} \right] \_ \text{vigente}$ : corresponde as tarifas de parcela B homologadas para a distribuidora pela ANEEL no processo tarifário anterior;

IVI: IPCA no período de referência.

As distribuidoras da ABRADEMP ao assinar a renovação das suas concessões assumiram juntamente ao Poder concedente o compromisso de garantir a sustentabilidade econômica financeira ao longo da gestão:

*“A distribuidora se compromete a preservar, durante toda a Concessão, condição de Sustentabilidade Econômica e Financeira na Gestão dos seus Custos e despesas da solvência de endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos”.*

Como a receita permitida das distribuidoras está diretamente relacionada com o volume de mercado, qualquer movimento tecnológico que reduza o mercado faturado pode colocar em risco o atendimento a esta cláusula de sustentabilidade econômico-financeira. Como exemplos, cita-se a expansão da MMGD, eficiência energética e até mesmo o processo de cálculo da estrutura tarifária.

Uma forma de garantir a estabilidade da recuperação dos custos regulatórios permitidos é dissociar a receita do volume de energia vendida. Esta prática conceitual já é aplicada de diversas formas, citam-se alguns autores que trataram deste assunto em suas publicações: LAZAR J., WESTON F. & SHIRLEY W; ETO, J. & STOFT, S. & BELDEN T.; MOSKOVITZ, D. HARRINGTON, C. AUSTIN,

---

<sup>1</sup> contrato de concessão, define na cláusula sexta, sub-cláusula sexta

T; LESH, P.G. (2009)<sup>2</sup> e invariavelmente apresentam como vantagem deste método o fato das distribuidoras de energia tornarem-se mais receptivas e promotoras de programas de eficiência energética e novas tecnologias, de alterações na estrutura tarifária. Algumas formas mais disseminadas de aplicação foram citadas na Contribuição apresentada pela ABRADEMP no processo de Audiência Pública 001/2019.

A ABRADEMP reitera, portanto, que simultaneamente às definições dos modelos tarifários para a baixa tensão e mais especificamente para a geração distribuída deva rever as atuais regras de ajustamento da receita de parcela B.

---

<sup>2</sup> LAZAR J., WESTON F. & SHIRLEY W (2011). Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application. RAP – Regulatory Assistance Project.

Moskovitz, D. & Harrington C., & Austin T. (1992). Weighing Decoupling vs. Lost Revenues: Regulatory Considerations. The Electric Journal.

LESH, P.G. (2009). Rate Impacts and Key Design Elements of Gas and Electric Utility Decoupling: A Comprehensive Review. The Electric Journal.

ETO, J. & STOFT, S. & BELDEN T. (1997). The theory and practice of Decoupling utility Revenues from sales. The Electric Journal.



## 4 Contribuição específica à CP0025/2019

Neste capítulo oferece-se contribuições à metodologia regulatória para aplicação às unidades de MMD.

### 4.1 Em relação as alternativas oferecidas pela ANEEL

**MMD LOCAL:** A ABRADEMP concorda com a aplicação da alternativa 2 (Fio B + Fio A) de imediato<sup>3</sup> para novos entrantes, e posteriormente a alternativa 5. No decorrer desse relatório a ABRADEMP apresenta sua proposta de aprimoramento específica para faturamento da componente fio B e também inclui na sua análise a necessidade de tarifa para a geração.

**MMD Remota:** A ABRADEMP concorda que para consumidores (carga) que compensam sua energia a partir da geração remota aplique-se a alternativa 5 diretamente após a homologação da normativa, visto que esses consumidores são equivalentes a clientes livres conectados ao sistema de distribuição, e apenas “adquirem” energia gerada em local não coincidente com a carga. Se por hipótese esses clientes fossem enquadrados como optantes pelo mercado livre ele teria obrigações junto a CCEE de garantias de atendimento e segurança energética com encargos hoje incluídos na TE. Adicionalmente a ABRADEMP sugere a aplicação de tarifa para o gerador considerando sua capacidade instalada, evoluindo para tarifa locacional.

O uso da rede pela geração distribuída da forma remota implica, portanto:

- que a capacidade da rede seja adequada a injeção da geração na sua capacidade instalada, neste caso sem a redução pelo consumo simultâneo. Desta forma o alívio do sistema no ponto de conexão do gerador é questionável considerando o ponto de injeção e horário de carga

---

<sup>3</sup> Após a publicação da normativa

máxima da rede, considerando MMGD com geração intermitente mesmo que inserida em um ponto com alta densidade de carga, períodos sem geração não implicam em alívio do sistema.

- a carga que está se “creditando da energia da GD remota” não altera seu perfil de carga, ou seja, não há qualquer alívio no sistema de transporte (distribuição e transmissão) ou seja os custos que impõe ao sistema são exatamente os mesmos de antes da compensação por GD. Pelo contrário, pode haver mudança de hábito de consumo em função da disponibilidade do excedente de geração, podendo inclusive aumentar sua demanda em horário de demanda máxima das redes.

Ressalta-se que mini centrais geradoras instaladas em uma pequena área de concessão pode gerar um sistema de compensação com grande representatividade do mercado o que além de exigir investimentos representativos, diminui representativamente o mercado que a remunera.

Por isso, sugere-se que a conexão da mini central geradora deveria ter participação nos moldes do ERD definido pela REN 414/2010.

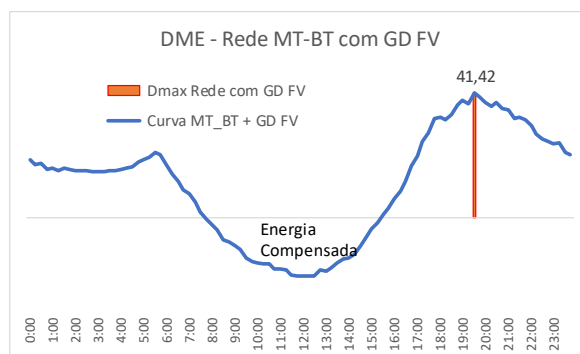
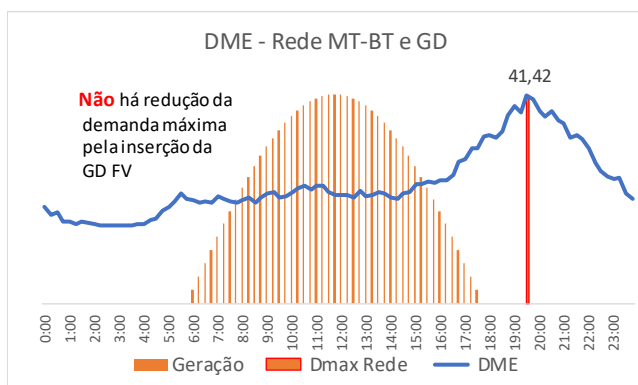
#### **4.2 Porque deve-se cobrar o custo do transporte da MMGD – Demanda máxima**

As redes de distribuição devem estar dimensionadas para atender a demanda máxima. A demanda máxima corresponde a soma instantânea das demandas de todos os agentes conectados nestas redes, independente da direção do fluxo de energia. Assim, do ponto de vista do dimensionamento do sistema não há diferenciação entre gerador e consumidor, o que importa é a sua demanda máxima coincidente.

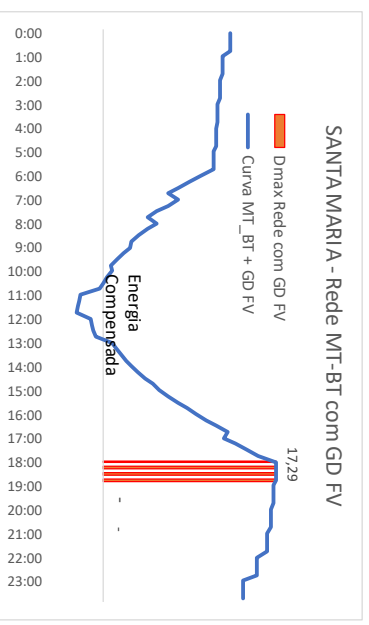
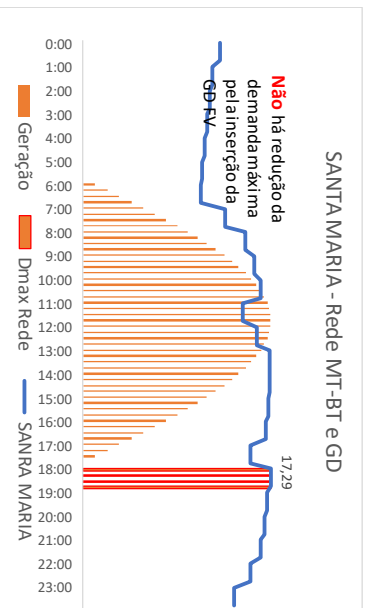
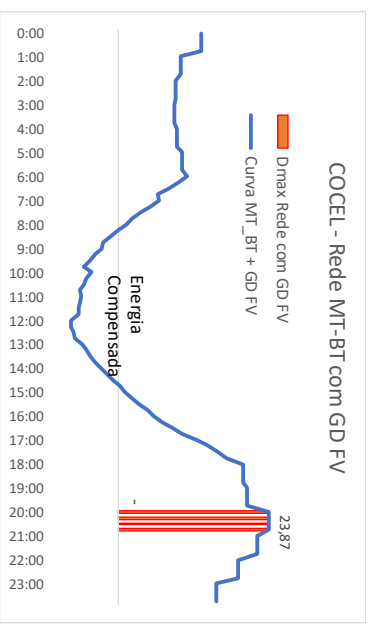
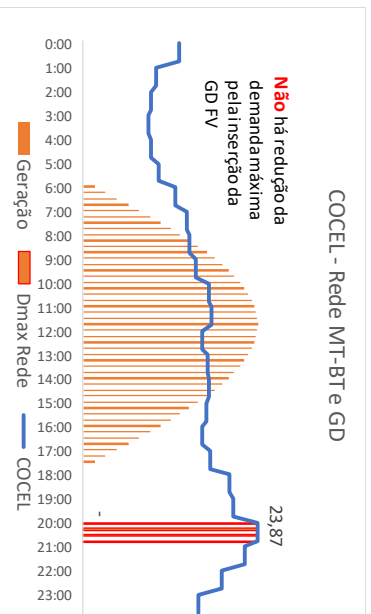
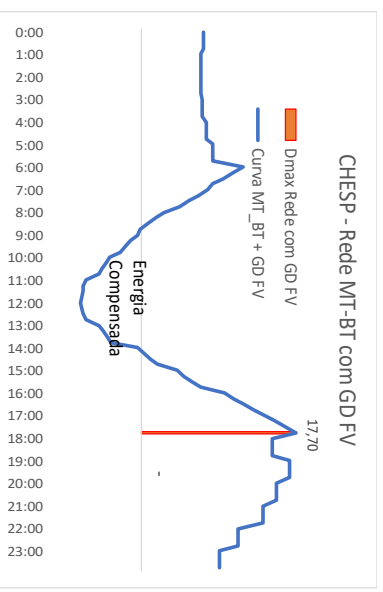
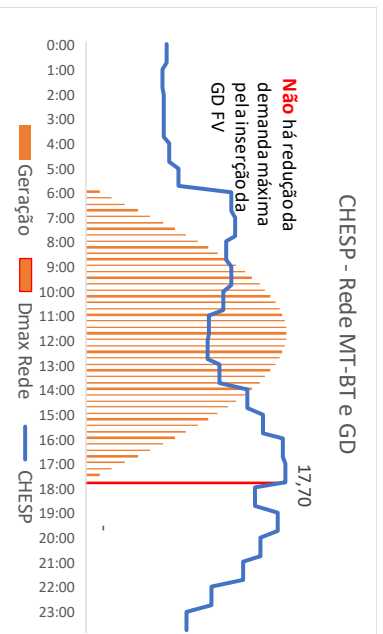
No caso da GD remota, o gerador está injetando 100% da sua produção no sistema de distribuição portanto, a necessidade de investimentos está diretamente associada ao ponto de conexão ao porte dessa geração e a capacidade do sistema existente. Nesse caso sugere-se a aplicação imediata da tarifa para o gerador com regras similares a de um autoprodutor.

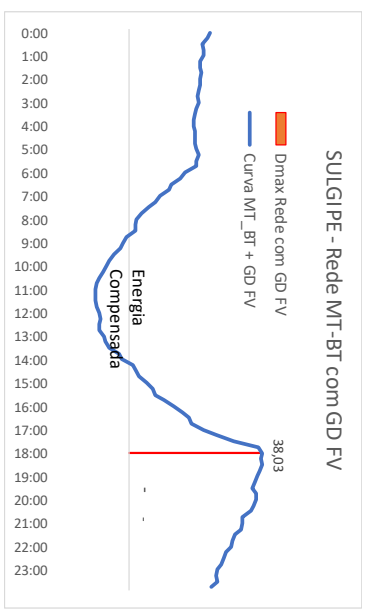
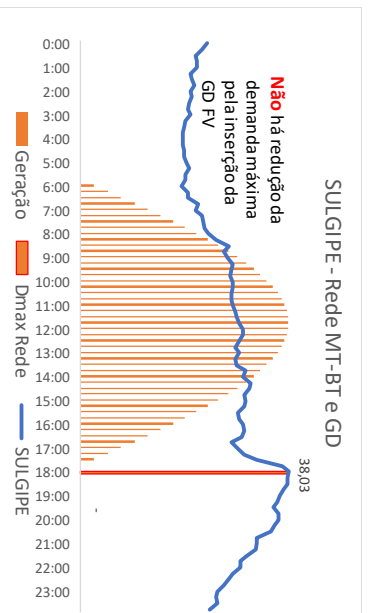
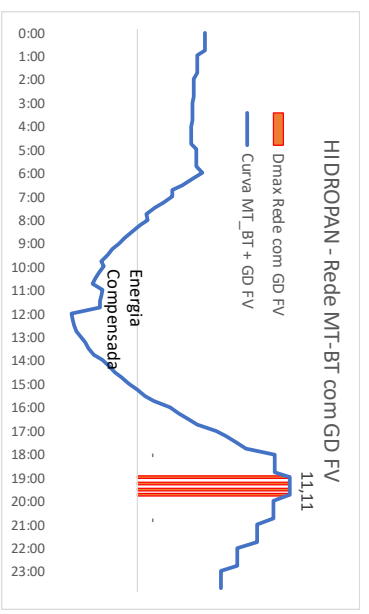
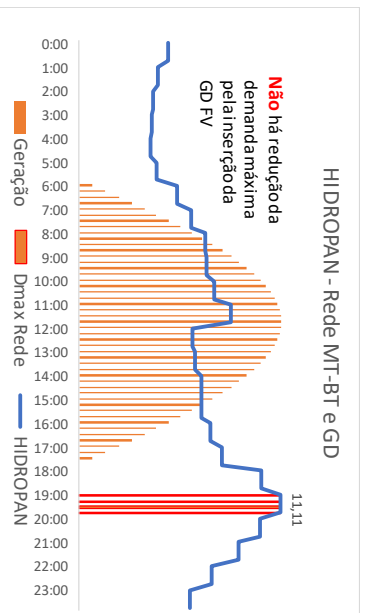
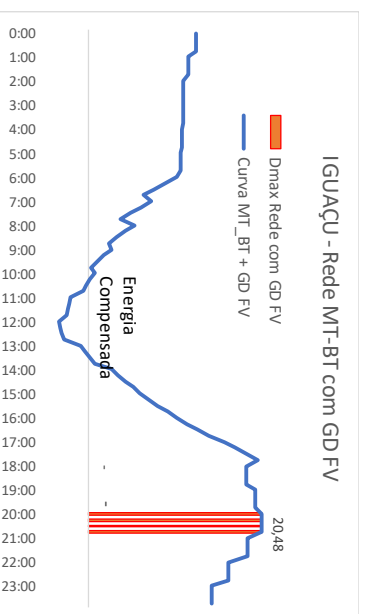
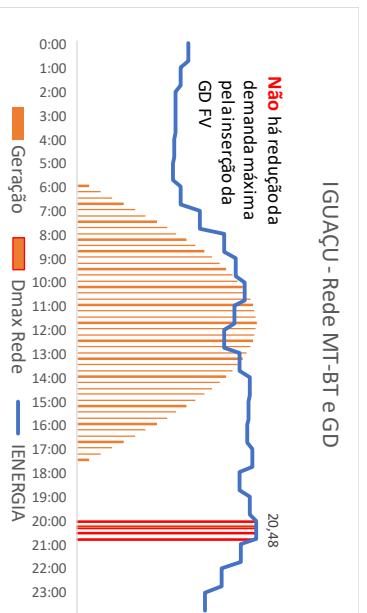
Em relação a GD local mesmo que a unidade presente alto fator de simultaneidade e de coincidência com a demanda máxima do perfil carga, basta que haja a indisponibilidade do sistema em um momento para que a redução da demanda máxima deixe de ser um fato. E isto ocorre por sua intermitência. Por outro lado, se a MMGD da unidade tiver baixo fator de simultaneidade, a demanda máxima da unidade pode até aumentar em uma situação em que haja consumo elevado não coincidente com a geração.

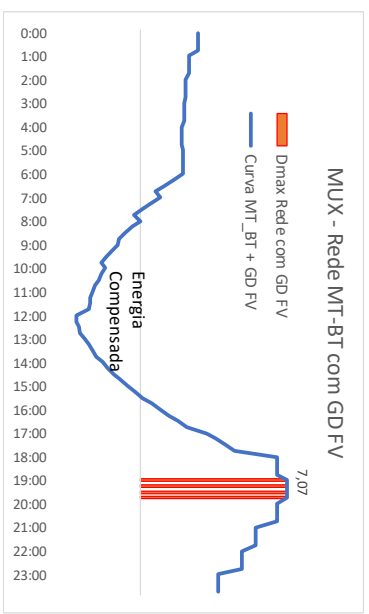
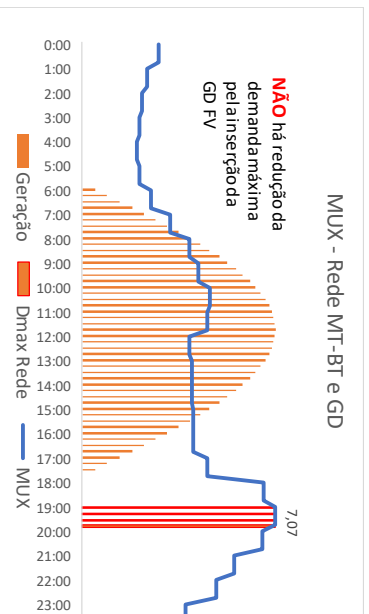
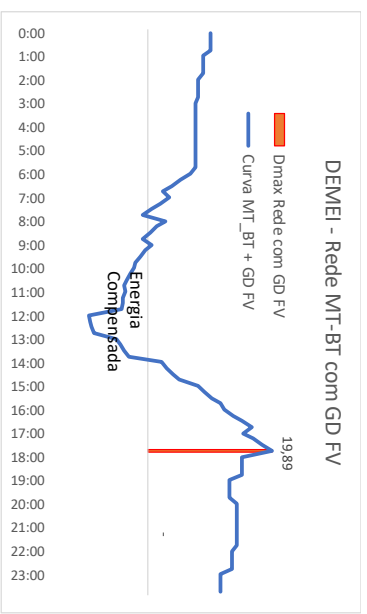
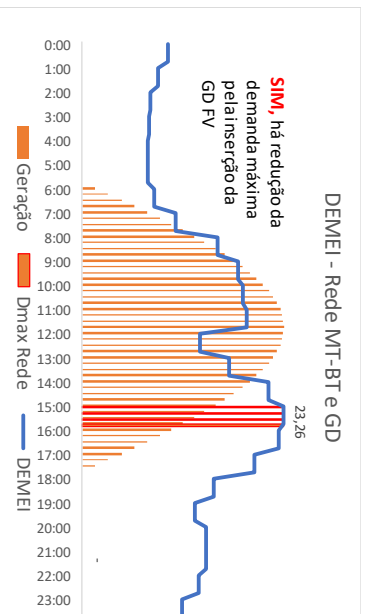
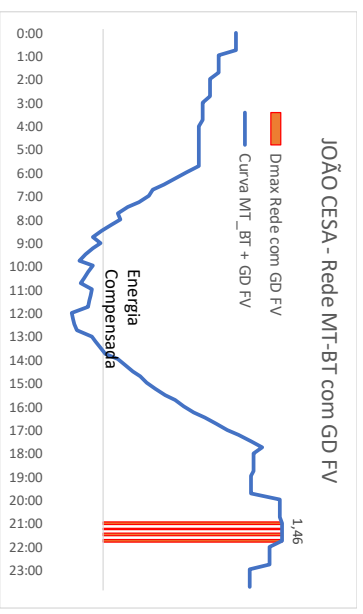
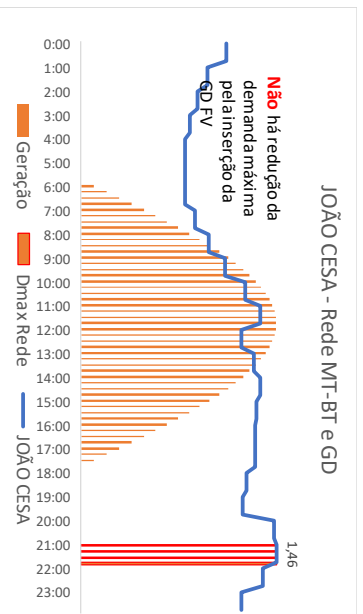
Conforme a ABRADEMP apresentou na sua contribuição na AP001/2019, considerando as tipologias de rede reais de algumas das concessionárias da ABRADEMP<sup>4</sup> verifica-se que simulando o caso extremo de adesão dos clientes BT ao sistema GFV em que a Demanda total da GD seja suficiente para gerar energia igual ao consumo do mercado de BT, para todas as empresas, exceto para DEMEI, não há redução de demanda máxima. Se considerarmos a intermitência dessa geração mesmo para a DEMEI a postergação do investimento não é provável.



<sup>4</sup> Referente a última RTP homologada pela ANEEL







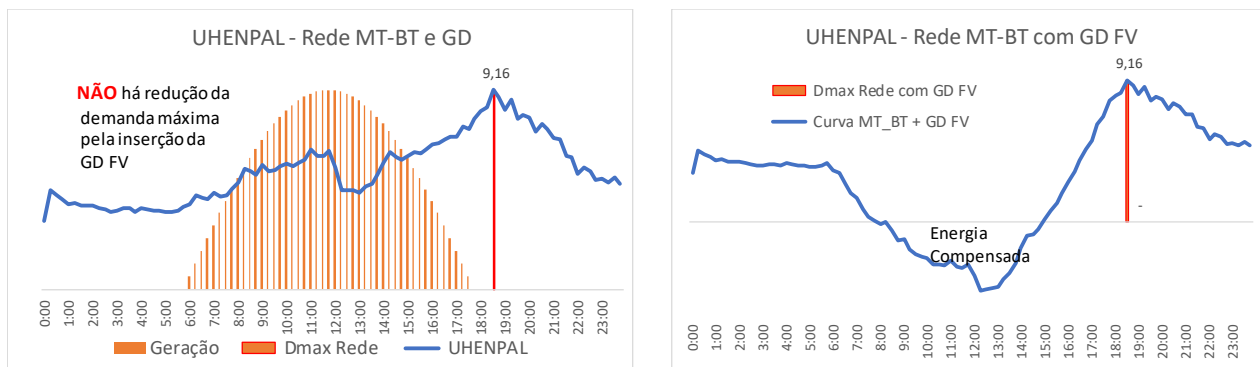


Figura 1 - Tipologias de rede MT-BT

Considerando a intermitência da geração distribuída, principalmente a GFV, a geração não coincidente com a demanda máxima, a ABRADEMP corrobora com o entendimento da ANEEL de que o custo de transporte seja cobrado das unidades com MMGD, seja remota ou local.

Nos pontos de contribuição seguintes, a ABRADEMP oferece sugestões de aprimoramento no modo de tarifação dos custos de transporte.

### **4.3 Proposta ABRADEMP da forma de aplicação do Fio B aos prosumidores.**

Sob o ponto de vista da distribuição a ABRADEMP concorda com a aplicação da alternativa 2 que considera o faturamento imediato para fio B, no entanto a ABRADEMP tem duas proposições complementares:

- **Aplicação compulsória da tarifa branca a energia consumida (carga).**  
A tarifa horária para o consumo irá sinalizar a unidade consumidora os horários de maiores custos, oportunizando inclusive a melhor competitividade nas opções da MMGD, para isso é fundamental adequar as definições da tarifa branca quanto a definição dos postos horários e dias da semana, período do ano de forma a caracterizar os períodos com maiores custos, o que deve ser discutido no âmbito da modernização das tarifas de baixa tensão.
- **Aplicação de tarifa de geração relacionado a disponibilidade do sistema pra injeção de energia (Gerador).**

#### **4.3.1 Contribuição em favor da Aplicação da tarifa branca**

A ABRADEMP, sugere que a compensação de energia exportada para a rede das distribuidoras respeite o custo da rede em cada horário e propõe que a tarifa branca seja compulsória para valoração da energia injetada e energia consumida.

Ilustrando a proposta da ABRADEMP para aplicação da tarifação horária, considerando o caso extremo que todo o mercado BT aderisse ao GFV por meio da geração local, elabora-se a seguir um exemplo com a curva de carga própria da UHENPAL:





**ABRADEMP**

Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte

<h3>UHENPAL - CURVA DE CARGA PRÓPRIA</h3>  <td data-bbox="1070 436 1410 1003"><p>Comportamento da curva de carga própria da distribuidora antes da GD, a área azul corresponde de forma ilustrativa a energia faturada pela distribuidora. A demanda máxima da distribuidora ocorre no posto horário Ponta.</p></td>	<p>Comportamento da curva de carga própria da distribuidora antes da GD, a área azul corresponde de forma ilustrativa a energia faturada pela distribuidora. A demanda máxima da distribuidora ocorre no posto horário Ponta.</p>
<h3>UHENPAL - CURVA DE CARGA PRÓPRIA COM GD SEM COMPENSAÇÃO</h3>  <td data-bbox="1070 1003 1410 1673"><p>Simulação da curva de carga própria da distribuidora considerando a GD e o caso hipotético de não haver compensação, pode-se observar que toda a área em branco abaixo da linha azul corresponde a redução de faturamento devido a simultaneidade geração/carga e para o cliente, a área laranja seria a energia faturada, observa-se <u>a demanda máxima não se altera.</u></p></td>	<p>Simulação da curva de carga própria da distribuidora considerando a GD e o caso hipotético de não haver compensação, pode-se observar que toda a área em branco abaixo da linha azul corresponde a redução de faturamento devido a simultaneidade geração/carga e para o cliente, a área laranja seria a energia faturada, observa-se <u>a demanda máxima não se altera.</u></p>

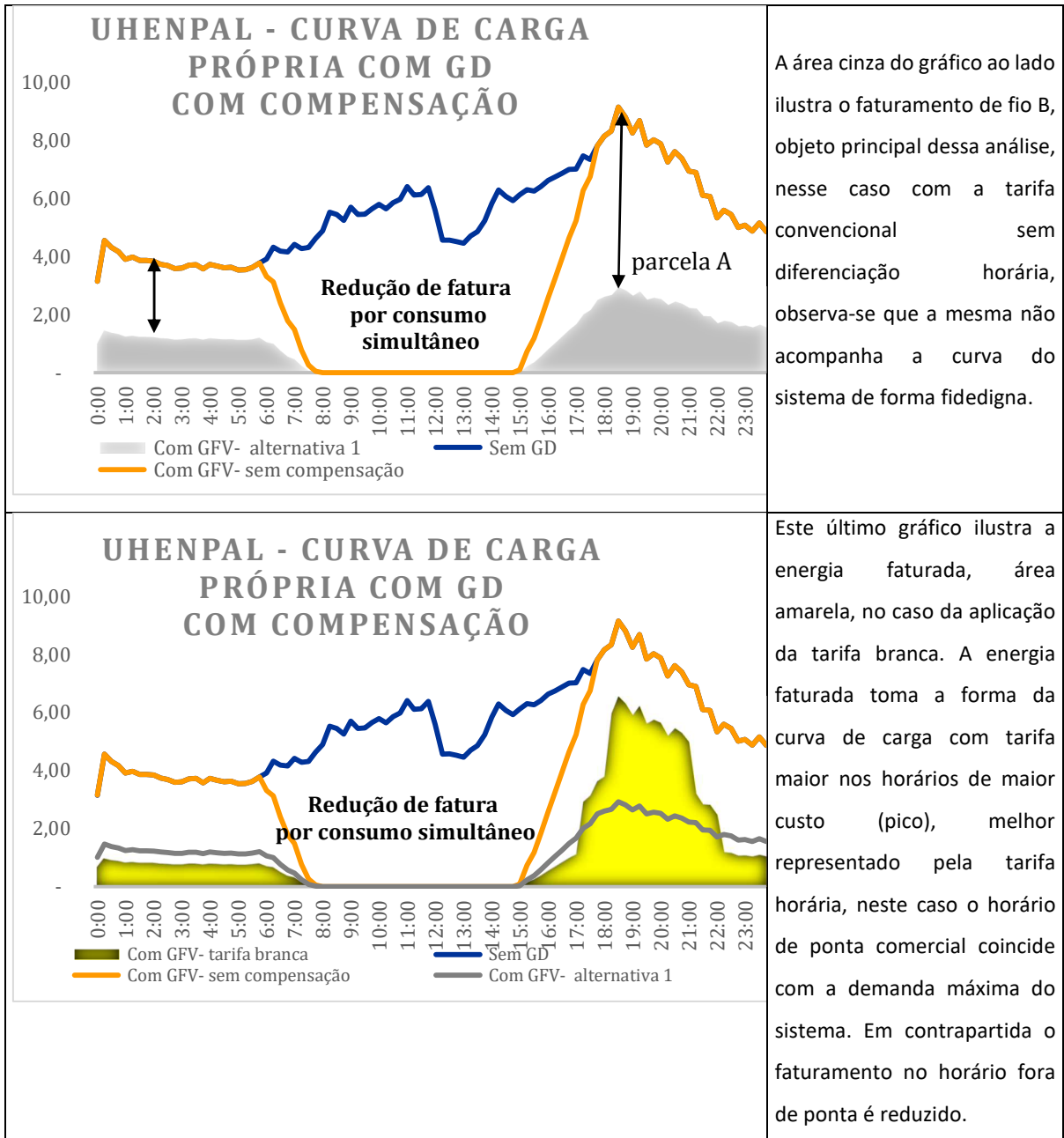


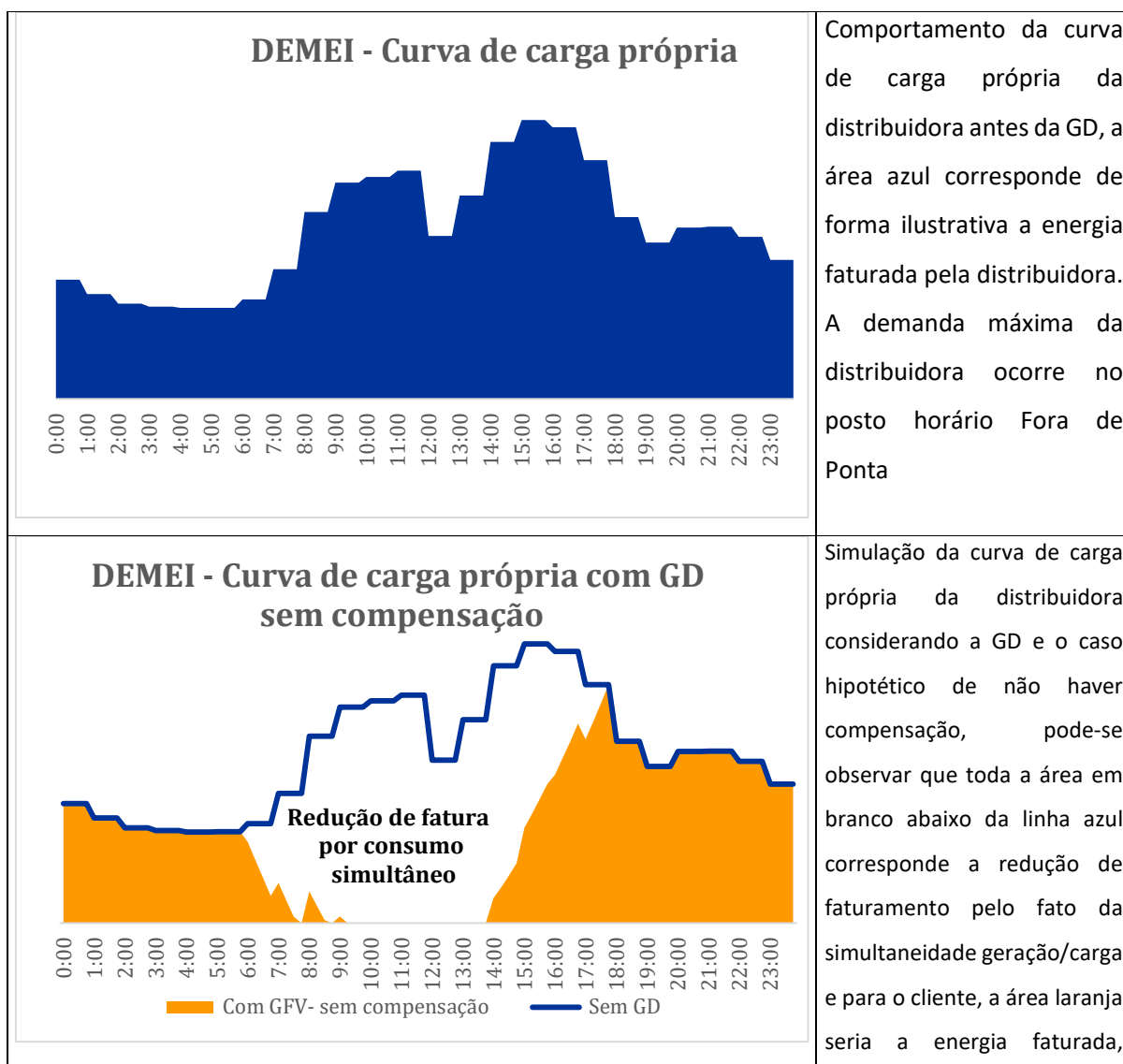
Figura 2 - Alternativa proposta para faturamento do Fio B com aplicação da tarifa branca

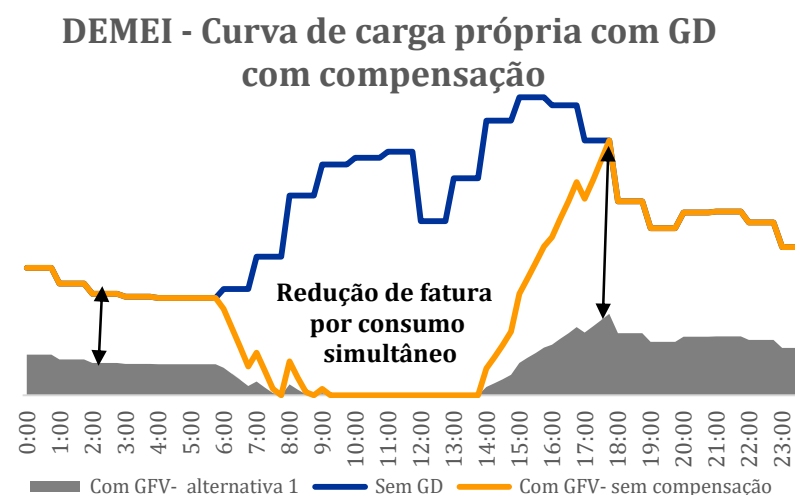
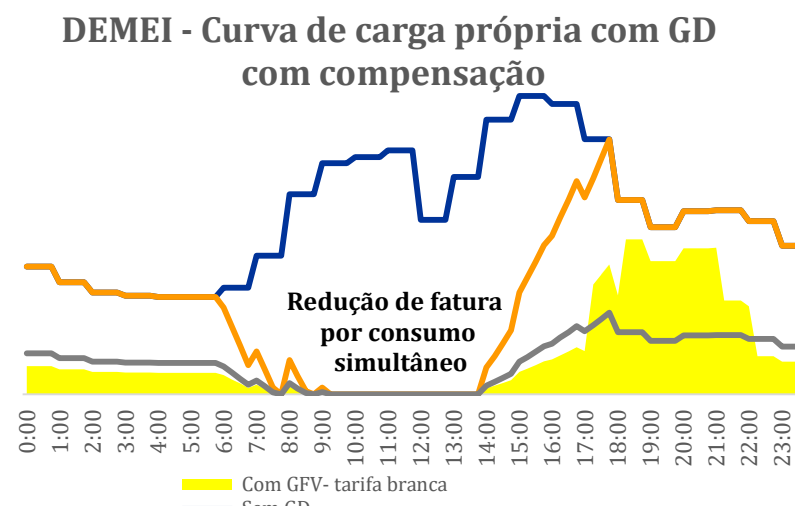
A área cinza do gráfico ao lado ilustra o faturamento de fio B, objeto principal dessa análise, nesse caso com a tarifa convencional sem diferenciação horária, observa-se que a mesma não acompanha a curva do sistema de forma fidedigna.

Este último gráfico ilustra a energia faturada, área amarela, no caso da aplicação da tarifa branca. A energia faturada toma a forma da curva de carga com tarifa maior nos horários de maior custo (pico), melhor representado pela tarifa horária, neste caso o horário de ponta comercial coincide com a demanda máxima do sistema. Em contrapartida o faturamento no horário fora de ponta é reduzido.

No exemplo acima ilustrado observa-se que não há redução de investimento nas redes com a inserção da geração distribuída que continua com demanda máxima às 19 hs.

Agora exemplificamos o caso da DEMEI cuja demanda máxima ocorre fora de ponta:



	<p>observa-se que o horário e o valor da demanda máxima se altera.</p>
<p style="text-align: center;"><b>DEMEI - Curva de carga própria com GD com compensação</b></p>  <p style="text-align: center;">Redução de fatura por consumo simultâneo</p> <p>0:00 1:00 2:00 3:00 4:00 5:00 6:00 7:00 8:00 9:00 10:00 11:00 12:00 13:00 14:00 15:00 16:00 17:00 18:00 19:00 20:00 21:00 22:00 23:00</p> <p>Com GFV- alternativa 1 Sem GD Com GFV- sem compensação</p>	<p>A área cinza do gráfico ao lado ilustra o faturamento de fio B, objeto principal dessa análise, nesse caso com a tarifa convencional sem diferenciação horária, observa-se que a mesma não acompanha a curva de forma fidedigna, que passa das 16:00 para as 18hs, reduzindo a demanda máxima.</p>
<p style="text-align: center;"><b>DEMEI - Curva de carga própria com GD com compensação</b></p>  <p style="text-align: center;">Redução de fatura por consumo simultâneo</p> <p>0:00 1:00 2:00 3:00 4:00 5:00 6:00 7:00 8:00 9:00 10:00 11:00 12:00 13:00 14:00 15:00 16:00 17:00 18:00 19:00 20:00 21:00 22:00 23:00</p> <p>Com GFV- tarifa branca Sem GD</p>	<p>Este gráfico ilustra a energia faturada, área amarela, no caso da aplicação da tarifa branca, com os atuais postos horários. Observa-se que a energia faturada não acompanha a curva real, ou seja, mais energia é faturada no período de ponta comercial e não no período que ocorre a demanda máxima.</p>

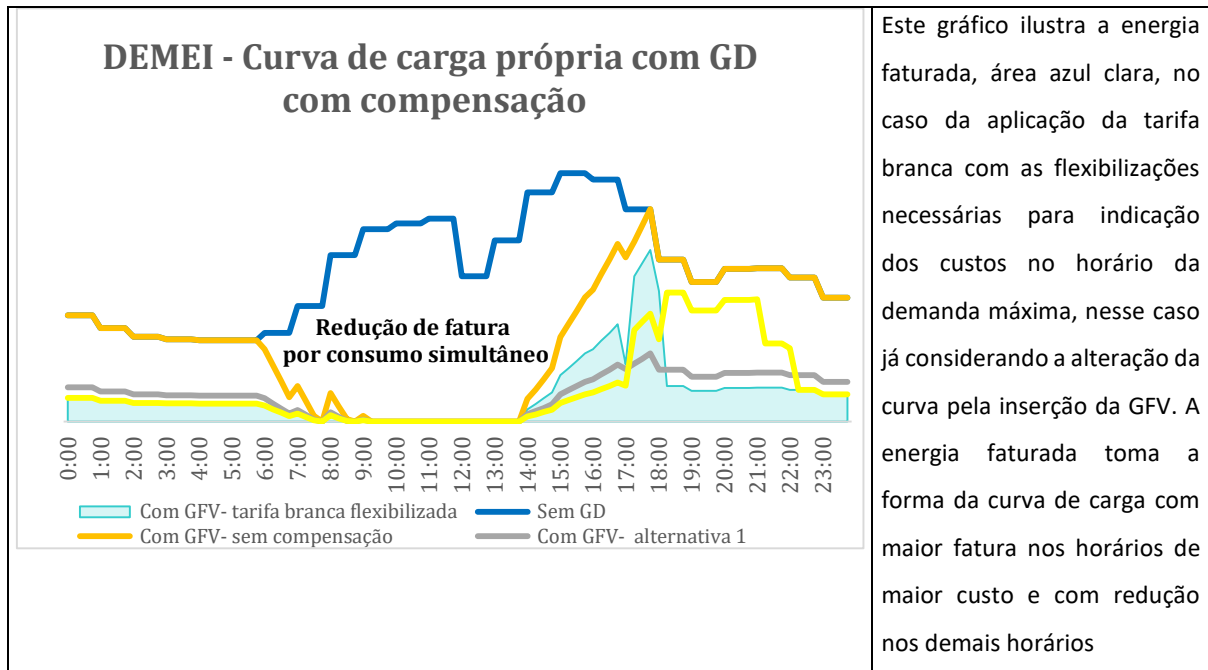


Figura 3 - Alternativa proposta para faturamento do Fio B com aplicação da tarifa branca

Com base no exposto, sugere-se a aplicação de tarifa horária por serem mais aderentes aos custos em diferentes períodos. A ABRADEMP compreende que não é objeto desta CP, mas sugere que quando as discussões relativas ao cálculo da tarifa de BT sejam retomadas, haja maior flexibilização regulatória de cálculo da tarifa branca

#### 4.3.2 Contribuição em favor da aplicação de tarifa para o gerador

A geração injetada no sistema de distribuição pode vir aliviar o sistema a montante, mas também é verdade que está utilizando a rede de distribuição quando se conecta a ela para injetar a energia, podendo no limite da capacidade da rede indicar necessidade de investimentos e com isso aumentar o custo para todos.

Portanto, tal como na transmissão é necessário que o custo seja dividido entre carga e gerador o que implica em cobrar do gerador parcela devido ao uso da rede de distribuição.

Inicialmente a ABRADEMP propõe uma modalidade para o gerador MMGD cobrada em R\$/kW sobre a máxima energia injetada considerando as componentes tarifárias: TUSD FIO B, perdas técnicas e rateio proporcional dos encargos TFSSE e P&D.

A ABRADEMP também propõe que seja considerado na agenda regulatória o desenvolvimento de tarifa com sinal locacional, com base nos custos imputados à rede como evolução da metodologia atual.

É fundamental criar uma modalidade tarifária para o gerador da MMGD pois observa-se movimentos no setor para viabilizar a comercialização de excedentes, neste caso a regra deve prever a aplicação de tarifa para essa geração, tanto local como remota, pois os volumes transacionados poderão ser representativos.

## **5 Análise de impacto no faturamento dos consumidores com GD local: Todas as alternativas resultam em redução significativa de fatura**

Para efeito de exemplificação da proposta feita pela ABRADEMP apresenta-se a simulação de fatura de alguns consumos e tipos de ligação<sup>5</sup> para faturamento da GD local. Com as seguintes premissas:

- Tarifa média ABRADEMP ponderada pelo mercado de Baixa Tensão;
- Consumo mínimo considerando o tipo de ligação: Monofásica (30kWh), Bifásica (50kWh) e trifásica (100kWh);
- Bandeiras Verde, Amarela, Vermelha (Patamar 1 e Patamar 2) e correspondentes custos adicionais, publicados na REH 2251/2019 e, que impactam o faturamento do consumo mínimo na Alternativa 0;
- Impostos

---

<sup>5</sup> Importante para a comparação com a Alternativa 0, cujo faturamento se dá no mínimo pelo consumo mínimo.

- PIS – valor da alíquota efetiva 12 meses, obtida na planilha SPARTA de cada distribuidora associada da ABRADEMP;
- COFINS - valor da alíquota efetiva 12 meses, obtida na planilha SPARTA de cada distribuidora associada da ABRADEMP;
- ICMS – alíquota por classe para cada unidade da federação de cada distribuidora associada da ABRADEMP;
- Para definição do perfil de geração:
  - Produtividade kWh/kWp/ano por área de concessão, apresentado na “Tabela 3- Produtividade do sistema FV em cada área de concessão”, anexo à Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017;
  - Fator de simultaneidade simulado por classe e por faixa de consumo, considerando a carga típica por subgrupo e faixa, definida a partir das curvas individuais medidas na campanha de medidas da última RTP das distribuidoras<sup>6</sup>:

---

<sup>6</sup> Média Brasil

Subgrupo	Faixa de consumo		Fator de Simultaneidade
B1	-	100	40,03%
B1	100	220	41,52%
B1	220	500	36,15%
B1	500	1.000	41,97%
B1	>1000		45,08%
B3	-	500	61,39%
B3	500	1.000	63,39%
B3	1.000	5.000	66,71%
B3	5.000	10.000	62,32%
B3	>10000		61,29%
B2	-	200	37,96%
B2	200	500	39,23%
B2	500	1.000	40,79%
B2	1.000	5.000	48,40%
B2	>5000		55,39%

Tabela 1 Fator de simultaneidade simulado por subgrupo tarifário e faixa de consumo-elaboração própria

- Caracterização do perfil de consumo considerando postos tarifários horários (branca):
  - Distribuição do consumo por classe e por faixa de consumo, considerando a carga típica por subgrupo e faixa, definida a partir das curvas individuais definidas pela campanha de medidas da última RTP das distribuidoras, considerando horário de ponta entre 18h e 21h, intermediário entre 17-18h e 21h-22h, e fora de ponta os horários complementares:



Distribuição horária do Consum					
Subgrupo	Faixa de consumo		P	I	FP
B1	-	100	21,23%	9,65%	69,13%
B1	100	220	23,91%	10,36%	65,74%
B1	220	500	25,79%	11,41%	62,80%
B1	500	1.000	18,79%	9,92%	71,30%
B1	1.000	99.999	16,11%	9,64%	74,25%
B3	-	500	11,65%	8,77%	79,58%
B3	500	1.000	11,32%	8,08%	80,60%
B3	1.000	5.000	10,17%	7,00%	82,83%
B3	5.000	10.000	11,21%	7,28%	81,52%
B3	10.000	99.999	10,34%	7,37%	82,29%
B2	-	200	25,70%	10,62%	63,69%
B2	200	500	26,29%	9,61%	64,09%
B2	500	1.000	22,76%	11,17%	66,07%
B2	1.000	5.000	16,65%	9,73%	73,62%
B2	5.000	99.999	13,65%	8,96%	77,39%

Tabela 2 Distribuição do consumo por posto horário por subgrupo tarifário e faixa de consumo-elaboração própria

A partir das premissas acima é possível calcular parâmetros fundamentais para a simulação:

- kWp necessário para atender a condição inicial (alternativa 0) deduzida a energia equivalente ao consumo mínimo;
- Consumo excedente (deduzido o consumo simultâneo);
- Influência no perfil do consumo dos postos horários por classe e por faixa de consumo a partir da entrada da GFV<sup>7</sup> ;
- Definição de parâmetros médio para simulações para ABRADEMP.

A partir das premissas e parâmetros foi possível simular faturas, antes e depois da GD considerando os consumos que igualem a alternativa 0 em termos de faturamento, ou seja, para as classes

---

<sup>7</sup> Considerando a MMGD entrando no horário de incidência solar, coincidente com o período fora de ponta  
Página 25 de 34

e tipos de ligação foi considerado o faturamento pelo consumo mínimo com tarifa cheia (regra vigente) e, para comparação, foi simulado o volume de energia que resulta no mesmo valor de fatura a partir de cada uma das alternativas propostas, com e sem impostos. O objetivo é mostrar que quando a manutenção da alternativa ZERO (vigente) é defendida, os consumidores com menor consumo médio são prejudicados (fatura maior pelo consumo mínimo com tarifa cheia) em relação a adoção de uma das alternativas propostas pela ANEEL.

A seguir, então, mostra-se a simulação do volume de energia consumida efetiva (já descontando o consumo simultâneo) considerando a tarifa média equivalente a “ABRADEMP”<sup>8</sup> que iguala a fatura da alternativa “zero”, aplicando cada uma das alternativas propostas nesta CP0025 por tipo de ligação<sup>9</sup>. Para consumos inferiores aos apresentados no gráfico seria mais vantajoso para o consumidor pagar a alternativa do que a atual regra (alternativa zero)<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Média das associadas

<sup>9</sup> Devido a aplicação de consumo mínimo, regra atual praticada

<sup>10</sup> Considerando a não aplicação do consumo mínimo sempre o consumo excedente for superior a esse

## 5.1 Consumo com fatura equivalente a Alternativa ZERO: fator de simultaneidade diferentes, e o efeito do tipo de ligação

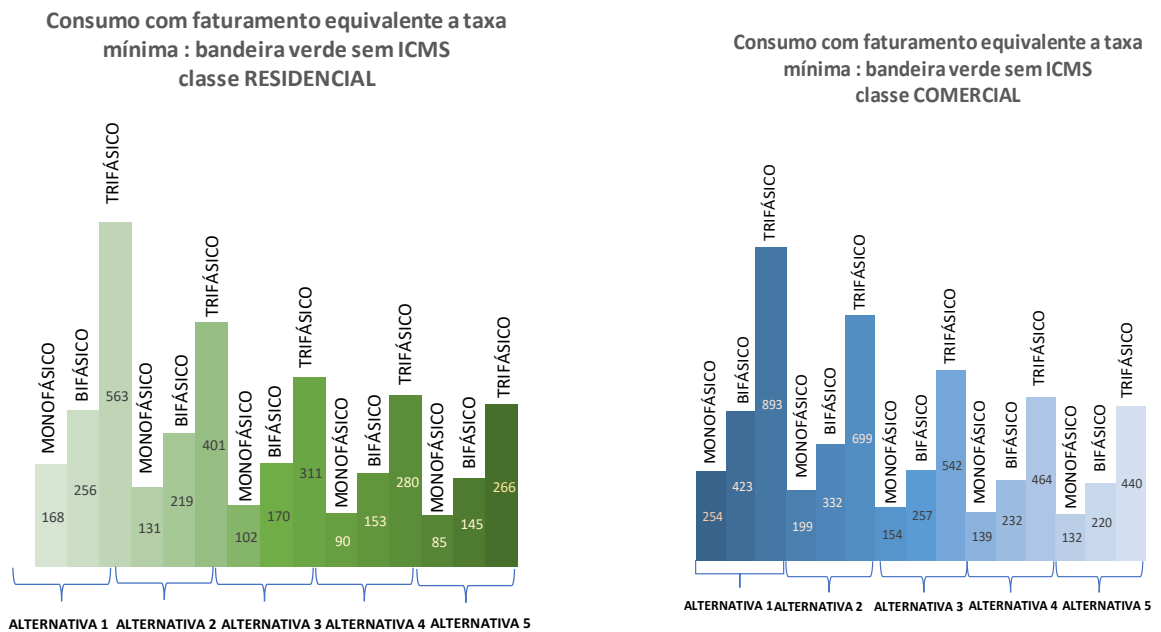


Figura 4 -Evolução consumo equivalente a taxa mínima para cada alternativa do AIR, por tipo de ligação

Pela simulação para a classe RESIDENCIAL que tem fator de simultaneidade esperado menor do que para a classe comercial, a **aplicação da alternativa 2 para a GD local para consumidores trifásicos com consumo inferior a 401 kWh/mês é mais benéfico em termos de redução de fatura do que a manutenção da alternativa 0**. Já no caso da classe comercial, que apresenta fator de simultaneidade mais alto, **o consumo que iguala a alternativa 0 é de 699 kWh/mês**, estas simulações ainda não incluem as bandeiras e os impostos. Enfatiza-se que os consumos simulados incluem tanto o consumo simultâneo quanto o consumo efetivo da rede.



## 5.2 Efeito do ICMS diferente por UF, na análise de viabilidade

Outro item que distorce a análise de viabilidade e a diferencia por região é a aplicação do ICMS, com alíquotas diferentes por Estado, e também sobre a base a qual se aplica.

A análise de redução de fatura considera a incidência de ICMS sobre o valor de TUSD compensado. A Figura 5 mostra o volume de energia consumida efetiva (já descontando o consumo simultâneo) considerando a tarifa média equivalente a “ABRADEMP”<sup>11</sup> que iguala a fatura da alternativa “zero”, mas com aplicação do ICMS. Evidencia-se a diferença entre os estados do RS e SC por possuírem alíquotas diferenciadas.

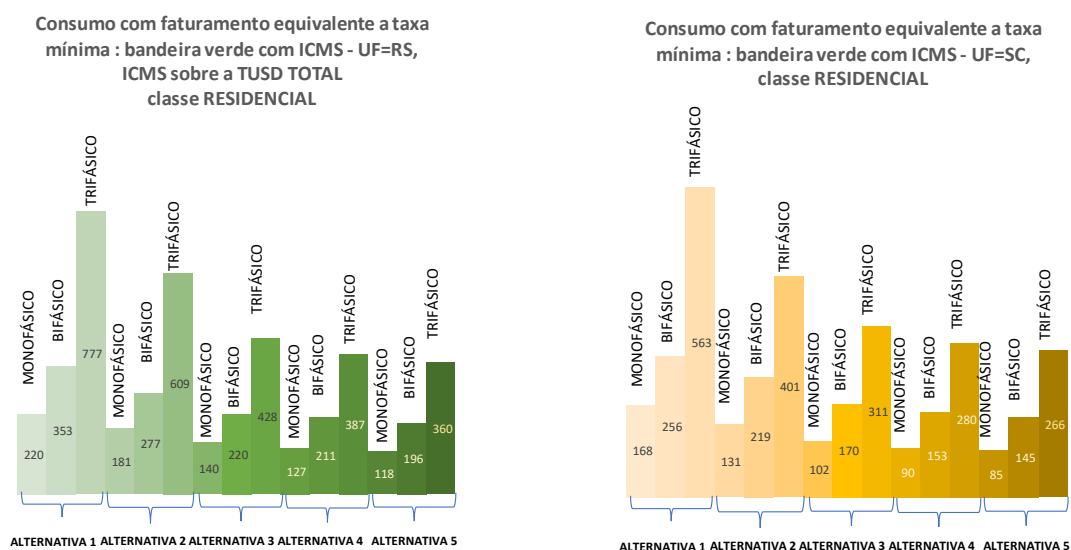


Figura 5 -Evolução consumo equivalente a taxa mínima para cada alternativa do AIR, por tipo de ligação, considerando a diferença do ICMS

<sup>11</sup> Média das associadas

Pela Figura 5 , consumidores residenciais trifásicos do RS que consomem até 777kWh.mês apresentam maior redução de fatura com a aplicação da alternativa 2 (Fio A + Fio B) do que com a manutenção da alternativa ZERO, considerando a incidência de ICMS sobre o valor compensado de TUSD. E este ponto de corte é diferente entre o RS e SC pois a alíquota é de 30% pra a classe residencial com consumos acima de 50k/kWh/mês no RS e, em SC, de 25% para consumos acima de 150k/kWh /mês e 12% para os consumos inferiores a esse limite.

### **5.3 Comparação de faturas antes da GD com todas as alternativas, inclusive as propostas pela ABRADEMP**

A Tabela 3 mostra a redução de fatura considerando a aplicação (i) alternativa ZERO; (ii) alternativas 2 e 5 propostas pela ANEEL; (iii) sugestões ABRADEMP, sobre os volumes de energia consumida em que a aplicação da alternativa 2 ou 5 resultam no mesmo valor de fatura se aplicada a alternativa ZERO.

As simulações têm por objetivo mostra que há **redução significativa** das faturas das unidades com MMGD em todas as alternativas em discussão, inclusive aquelas apresentadas pela ABRADEMP.

**Bandeira Verde**

TARIFA ABRADEMP (MÉDIA DAS EMPRESAS) - ICMS RS APLICA ICMS SOBRE TUSD INTEGRAL

	Tipo de ligação	Classe	Consumo kWh		Redução do consumo	Fatura convencional antes da GD	ANEEL						ABRADEMP		
			antes da GD	depois da GD			ALTERNATIVA 0	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 2(1)	ALTERNATIVA 3 (2)	
							R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
ALTERNATIVA 0 = ALTERNATIVA 2	MONOFÁSICO	Residencial	131	77	-42%	R\$ 112,18	R\$ 25,62	R\$ 20,06	R\$ 25,62	R\$ 33,08	R\$ 36,63	R\$ 38,63	R\$ 50,28	R\$ 61,28	
			Redução da fatura	-77%	-82%	-77%	-71%	-67%	-66%	-55%	-45%				
		Comercial	199	77	-61%	R\$ 169,89	R\$ 25,62	R\$ 20,06	R\$ 25,62	R\$ 33,08	R\$ 36,63	R\$ 38,63	R\$ 52,16	R\$ 63,20	
			Redução da fatura	-83%	-86%	-83%	-80%	-78%	-77%	-69%	-63%				
		BIFÁSICO	Residencial	219	128	-42%	R\$ 186,96	R\$ 42,69	R\$ 33,44	R\$ 42,69	R\$ 55,14	R\$ 61,05	R\$ 64,38	R\$ 83,80	R\$ 102,14
				Redução da fatura	-77%	-82%	-77%	-71%	-67%	-66%	-55%	-45%			
	Comercial		332	128	-61%	R\$ 283,14	R\$ 42,69	R\$ 33,44	R\$ 42,69	R\$ 55,14	R\$ 61,05	R\$ 64,38	R\$ 86,93	R\$ 105,33	
			Redução da fatura	-85%	-88%	-85%	-81%	-78%	-77%	-69%	-63%				
	TRIFÁSICO	Residencial	401	256	-36%	R\$ 342,46	R\$ 85,38	R\$ 66,87	R\$ 85,38	R\$ 110,28	R\$ 122,11	R\$ 128,75	R\$ 165,07	R\$ 201,70	
			Redução da fatura	-75%	-80%	-75%	-68%	-64%	-62%	-52%	-41%				
		Comercial	699	256	-63%	R\$ 597,19	R\$ 85,38	R\$ 66,87	R\$ 85,38	R\$ 110,28	R\$ 122,11	R\$ 128,75	R\$ 176,48	R\$ 213,32	
			Redução da fatura	-86%	-89%	-86%	-82%	-80%	-78%	-70%	-64%				
ALTERNATIVA 0 = ALTERNATIVA 5	MONOFÁSICO	Residencial	85	51	-40%	R\$ 72,53	R\$ 25,62	R\$ 13,30	R\$ 16,99	R\$ 21,94	R\$ 24,29	R\$ 25,62	R\$ 30,10	R\$ 37,36	
			Redução da fatura	-65%	-82%	-77%	-70%	-67%	-65%	-59%	-48%				
		Comercial	132	51	-61%	R\$ 112,66	R\$ 25,62	R\$ 13,30	R\$ 16,99	R\$ 21,94	R\$ 24,29	R\$ 25,62	R\$ 34,14	R\$ 41,45	
			Redução da fatura	-83%	-86%	-83%	-80%	-78%	-77%	-69%	-63%				
	BIFÁSICO	Residencial	145	85	-42%	R\$ 123,99	R\$ 42,69	R\$ 22,17	R\$ 28,31	R\$ 36,57	R\$ 40,49	R\$ 42,69	R\$ 54,83	R\$ 66,97	
			Redução da fatura	-66%	-82%	-77%	-71%	-67%	-66%	-56%	-46%				
		Comercial	220	85	-61%	R\$ 187,77	R\$ 42,69	R\$ 22,17	R\$ 28,31	R\$ 36,57	R\$ 40,49	R\$ 42,69	R\$ 56,90	R\$ 69,09	
			Redução da fatura	-77%	-88%	-85%	-81%	-78%	-77%	-70%	-63%				
	TRIFÁSICO	Residencial	266	170	-36%	R\$ 227,11	R\$ 85,38	R\$ 44,35	R\$ 56,62	R\$ 73,13	R\$ 80,98	R\$ 85,38	R\$ 107,97	R\$ 132,24	
			Redução da fatura	-62%	-80%	-75%	-68%	-64%	-62%	-52%	-42%				
		Comercial	440	170	-61%	R\$ 375,54	R\$ 85,38	R\$ 44,35	R\$ 56,62	R\$ 73,13	R\$ 80,98	R\$ 85,38	R\$ 113,80	R\$ 138,18	
			Redução da fatura	-77%	-88%	-85%	-81%	-78%	-77%	-70%	-63%				

(1) Alternativa 2 = TUSD FIO A + TUSD FIO B ,sendo TUSD FIO B= tarifa branca para carga + tarifa para geração

(2) Alternativa 3 = TUSD TOTAL ,sendo TUSD FIO B= tarifa branca para carga + tarifa para geração

Tabela 3 – Simulação de faturas para o consumo equivalente a taxa mínima para as alternativas 2 e 5 na condição de bandeira verde, tarifas ABRADEMP ICMS RS

Nas simulações pode se observar:

- reduções crescentes por tipo de ligação (monofásica, bifásica e trifásica) e por classe;
- A proposta da ABRADEMP para a Alternativa 2 considera o prosumidor pagando o fio B (custo da distribuição) conforme as tarifas horárias para a carga (tarifa branca) e faturando o gerador pela capacidade instalada, com as atuais tarifas para gerador e apresenta redução de fatura entre 50 e 70%.
- Simulou-se cenários para a unidade consumidora com consumo que iguale a alternativa 0 à alternativa 2 para as classes B1 residencial e B3 comercial na condição de bandeira verde:
  - Na classe comercial observa-se uma redução mínima de 55% em relação a fatura antes da GD atingindo até 60% considerando o pagamento da alternativa 2 na proposta apresentada pela ABRADEMP compatível com a redução do consumo por simultaneidade;
  - Ainda na classe residencial, se considerar o pagamento de toda a TUSD (alternativa 3) com a proposta da ABRADEMP, a redução no mínimo de 45% até 50%;
  - Na classe comercial considerando a maior simultaneidade a redução em relação a fatura antes da GD, o percentual de redução sobe para em torno de 70%.

## 6 Contribuições em relação componentes de Parcela A

A exceção do fio B todas as demais componentes tarifárias referem-se a custos não gerenciáveis, todos devem ser neutros à distribuidora visto que a mesma não tem gerência sobre os seus custos<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Consideradas as regras vigentes e definidas pelo PRORET de repasse regulatórias para o custo de energia e transporte

**TUSD Fio A** - Ainda não há um consenso sobre os impactos da geração distribuída na transmissão por 02 motivos: (i) simultaneidade entre MMGD e os horários de pico da transmissão e, (ii) intermitência da GD. A ABRADEMP sugere que seja mantida, conforme proposta, a aplicação da componente de Fio A até que haja mais evidências sobre o impacto da MMGD nos sistemas de transmissão.

**TUSD Perdas Técnicas :**

- Para o caso de geração local: não há consenso, tampouco estudos técnicos conclusivos em relação ao impacto da MMGD nas redes de distribuição. A ABRADEMP entende de forma empírica que a existência benefício ou não de redução de perdas técnicas tem caráter locacional, mas que a compensação da componente de perdas de MMGD deve ser objeto de estudos mais aprofundados. Então, a ABRADEMP sugere que haja aplicação da componente de perdas técnicas até que o tema seja melhor estudado.
- Para o caso de geração remota não: cobrança imediata.

**TUSD Não Perdas Técnicas** – sugere-se que esta componente seja aplicada sobre o consumo excedente do prosumidor, uma vez que é um custo social e deve ser rateado por todos.

**TUSD Encargos** – Os encargos setoriais na TUSD são cobrados de todos os usuários da rede, cativos e livre, TFSSE, P&D, CDE e PROINFA são encargos legais rateados por todos os agentes de consumo inclusive consumidores conectados diretamente no sistema de transmissão.

Portanto a ABRADEMP concorda com a aplicação da alternativa 5 considerando os prazos e limites propostos até que sejam avaliados todos os componentes no que se refere a efetiva redução dos custos.

## **7 Conclusões e resumo da Proposta**

A ABRADEMP reforça seu entendimento em relação aos itens apresentados nesta contribuição:

Página 32 de 34



- Não é papel da ANEEL estabelecer regras com o claro objetivo de subsidiar políticas energéticas;
- Sugere que simultaneamente às discussões sobre modelo de tarifação de BT, sejam discutidas as regras de reajuste da parcela B entre revisões como forma de preservação do equilíbrio econômico-financeiro para que a distribuidora não fique vulnerável à introdução de novas tecnologias e métodos de racionalização do consumo que venham reduzir o seu mercado mas que não reduzem os custos e investimentos necessários à prestação do serviço ;
- A manutenção da alternativa ZERO é prejudicial para consumidores com consumos médios mais baixos, pois o faturamento por qualquer de uma das alternativas proporciona redução de fatura maior do que a regra de net metering até determinado patamar de consumo. Este patamar é função da simultaneidade, da incidência de impostos, e do valor das tarifas.
- Uma possível política pública com significativo impacto no estímulo à GD é a isenção de ICMS sobre o volume compensado, como mostrado no capítulo 5.2.
- A ABRADEMP concorda com a proposta apresentada pela ANEEL para faturamento do prossumidor mas sugere:
  - que o modelo de tarifação para o prossumidor considere separadamente o consumidor de energia e o gerador de energia e que cada um tenha um sistema de tarifação com base no custo que impõe à rede, com tarifas horárias para a carga e locacional para a geração;
  - que a ANEEL avalie no âmbito da AP 059/2019 flexibilizar os parâmetros da tarifa branca tais como a quantidade dos postos tarifários, a amplitude do sinal, o número de postos tarifários de forma que seja mais aderente aos custos da concessão, o que será mais eficiente na definição da tarifa branca para sua ampla aplicação;

- custo fixo por consumidor para todos da BT para custos que variam diretamente com a quantidade de unidades consumidoras atendidas tais como custos comerciais: de leitura, faturamento por exemplo, os quais também estão sendo impactados com necessidades de ajustes ao sistema de faturamento.
- Para o caso de solicitações feitas anteriormente onde para a nova regra o regulador propõe a manutenção da regra até 2030, ou seja que permaneça, no atual sistema de compensação, net metering pela tarifa total, com o argumento de que isso asseguraria os direitos aos que já estão conectados o retorno do investimento, a ABRADEMP entende que se considerar que com a alternativa 0 o payback descontado em média da ordem de 4 a 5 anos , que o prazo de manutenção da alternativa ZERO deveria estar vinculado ao prazo máximo pay back dos sistemas de geração distribuída, ou seja, 2025 no máximo.
- Sugere-se que a ANEEL registre na REN a ser homologada a revisão periódica das regras de compensação, em função da evolução dos estudos em relação a perdas, transmissão, modernização das tarifas de BT e outros fatos relevantes.

É fundamental dar transparência a sociedade dos subsídios e no caso da sua manutenção que seja considerado tais como os demais subsídios legais via CDE rateado com os demais agentes do setor, uma concessão e seus consumidores não podem arcar sozinhos com uma política setorial principalmente sem o conhecimento da sua magnitude e do seu alcance.