

CP 025/2019 - ANEEL
Aprimoramento da redação da REN 482/2012
Contribuições
INFRACOOP – Confederação Nacional das
Cooperativas de Infraestrutura

Dezembro de 2019

Sumário

1. Contribuições	3
1.1 Proposta para GD remota	3
1.1.1 Aprimoramento da alternativa proposta pela ANEEL.....	3
1.2 Faturamento mínimo não é custo de disponibilidade	4
1.3 Viabilidade econômica de GD local além da questão regulatória	5
1.4 As alternativas propostas reduzem a fatura para os consumidores de menor porte em comparação com a regra vigente	6
1.5 Política Pública por meio de Subsídios.....	11
1.6 Justificativas e controvérsias entorno do subsídio para a MMGD.....	11
1.7 MMGD causam aumento da demanda máxima	16
1.8 Proposta tarifária da INFRACOOP	13
1.9 Revisão Periódica das Regras	16
2. Resumo das Contribuições.....	17

1 Contribuições

1.1 Proposta para GD remota

O uso da rede pela geração distribuída de forma remota deve ser analisado sob dois prismas:

- O gerador demanda da rede sua capacidade máxima de geração, sem atenuantes por consumo simultâneo, além disso toda energia produzida circula pela rede, usando o sistema de transporte, não há, portanto, qualquer alívio de sistema no ponto de conexão do gerador.
- Já a carga que está vinculada a GD remota para fins de compensação não tem alteração em sua curva de carga por esse motivo, de forma que os custos que impõe ao sistema são exatamente os mesmos de antes da compensação por GD.

Por este raciocínio, a INFRACOOP concorda com a proposta da ANEEL em aplicar a alternativa 05 à carga e tarifa de geração para a conexão da GD remota a rede.

1.1.1 Aprimoramento da alternativa proposta pela ANEEL.

Um ponto sensível para as cooperadas da INFRACOOP é a necessidade de investimento para possibilitar a conexão da geração distribuída remota.

Tomamos por exemplo a COOPERNORTE cujo mercado anual é de 14.528 MWh. Utilizando a produtividade média pela NT056/2017 de 1.476/KWh/KWp/ano, resultaria num sistema de 9.843,41 KWp considerando geração igual mercado de energia.

Conforme definições da 482, fica caracterizado como mini geração distribuída centrais geradoras de até 5MW de potência instalada. Portanto, bastam duas minis gerações distribuídas para compensar todo o mercado de energia da COOPERNORTE.

Então além da problemática de qual é o sistema de compensação mais justo, é preciso tratar o problema de alocação da responsabilidade de investimento no sistema de distribuição para possibilitar a conexão destas centrais geradoras, cuja monta pode se tornar bastante representativa principalmente para pequenas permissões e concessões. Inclusive, pode se tornar um risco maior quando a geração distribuída puder comercializar sua produção no mercado livre, extrapolando os limites da permissão/concessão na medida que o mercado potencial de consumo da GD extrapola os consumidores da área da distribuidora.

Portanto, a INFRACOOOP entende que a conexão de GD remoto deve ter contrapartida do usuário da rede, nos moldes do cálculo do ERD definido na REN 414/2010.

1.2 Faturamento mínimo não é custo de disponibilidade

Por vezes se atribui a taxa mínima o conceito de custo de disponibilidade, a própria REN 414/2010 define assim. É necessário refutar esta interpretação para fique transparente ao consumidor de energia elétrica que esta fatura pelo consumo mínimo não representa o custo da disponibilidade das redes de transporte.

Como forma de mostrar que o faturamento pelo consumo mínimo não é custo de disponibilidade, propõe-se os seguintes argumentos:

- Sobre o consumo mínimo é aplicada a tarifa cheia, ou seja, todas as componentes de custo incidem sobre o faturamento mínimo: custo de transporte, encargos e custo de energia.
- A bandeira tarifária, que é um custo de energia incide sobre o consumo mínimo.
- Há uma diferenciação do faturamento pelo consumo mínimo faturável atrelado ao número de fases da conexão do consumidor (monofásico = 30 kWh, bifásico = 50 kWh ou trifásico = 100 kWh), porém o custo do transporte é definido pela forma de uso do sistema (demanda máxima) e não pelo número de fases, assim a definição dos volumes mínimos faturáveis não representam o custo do transporte.

Por tanto, o faturamento mínimo não representa o custo de transporte para o consumidor e apenas parte deste faturamento mínimo é receita para a distribuidora (cerca de 33%), o restante é receita de parcela A.

Na regra de compensação vigente, o consumidor é faturado no mínimo pelo consumo mínimo, isto porque o consumo ativo é compensado utilizando a tarifa cheia, ou seja, se não fosse faturado o consumo mínimo a fatura poderia ser ZERO. Na prática, esta regra impõe aos consumidores o pagamento de custo de geração mesmo que ele gere toda a energia necessária, já nas alternativas propostas pela ANEEL pela CP 025, entende-se que não há necessidade de faturamento mínimo mesmo que toda energia consumida da rede seja compensada, isso porque sobre a parte do consumo ativo incidirá as componentes de transporte, este ponto será melhor explorado em capítulo posterior.

Sugere-se que na redação da REN 482/2012 fique explícito que caso o consumo ativo do consumidor medido seja maior do que o volume para faturamento mínimo, mesmo que seja totalmente compensado pela GD, não haverá faturamento conforme regras de consumo mínimo, mas sim somente aplicação da alternativa escolhida.

1.3 Viabilidade econômica de GD local além da questão regulatória

É importante deixar claro que toda a regra discutida nesta CP 025/2019 refere-se somente a geração injetada na rede, a geração simultânea ou consumo simultâneo que não passa pelo medidor é benefício direto para o usuário no que se refere a redução da fatura com energia elétrica, assim independente do resultado destas discussões sobre a regra regulatória para MMGD haverá redução de fatura.

A INFRACOOP realizou um estudo em que analisou as medições individuais, referente a campanha de medição de 52 distribuidoras entre 2015 e 2018, para estimar o consumo simultâneo. O método consiste em sobrepor uma curva de incidência solar que gere o equivalente a energia de cada medição (geração igual a carga), de forma a medir o consumo simultâneo e não simultâneo para cada perfil de consumidor.

A Tabela 1 mostra o coeficiente médio de simultaneidade para diferentes estratos, a partir das medições individuais dos consumidores.

	Faixa de Consumo		Coef. Simultaneidad
	de	até	
B3	0	500	61,39%
B3	500	1000	63,39%
B3	1000	5000	66,71%
B3	5000	10000	62,32%
B3	maior que 10000		61,29%
RESIDENC	0	100	40,03%
RESIDENC	100	220	41,52%
RESIDENC	220	500	36,15%
RESIDENC	500	1000	41,97%
RESIDENC	maior que 1000		45,08%
RURAL	0	200	37,96%
RURAL	200	500	39,23%
RURAL	500	1000	40,79%
RURAL	1000	5000	48,40%
RURAL	maior que 5000		55,39%

Tabela 1 – Coeficiente de Simultaneidade

O subgrupo tarifário B3 (comercial, industrial e outros) tem coeficiente de simultaneidade maior que 60%, o que significa que 60% da GD local não será injetada na rede, ou seja, não estará sujeita as regras regulatórias estabelecidas, dito de outra forma, considerando a tarifa convencional (linear) a redução da fatura do consumidor somente devido ao consumo simultâneo será de 60%.

A Figura 1 ilustra este conceito. A linha azul representa a curva de faturamento para uma UC sem GD, como a tarifa é linear a curva de faturamento (mercado * tarifa) é igual a curva de consumo. A área em laranja representa a curva de faturamento após a GD, considerando um cenário sem compensação alguma, e a área em branco mostra a redução da fatura por consumo simultâneo.

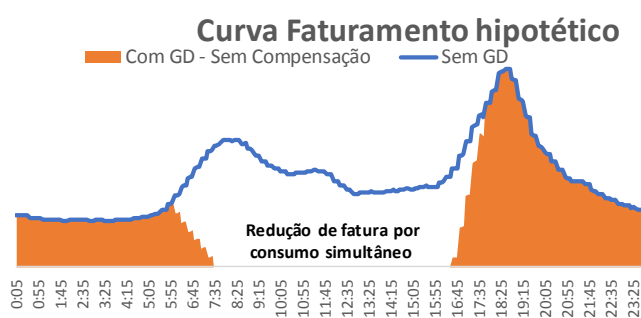


Figura 1 – Redução de fatura por consumo simultâneo

A área laranja da Figura 1 mostra o consumo ativo da rede, o que o consumidor drena da rede de distribuição, as discussões desta CP 025/2019 tratam somente sobre esta parcela de energia.

Portanto, a INFRACOOP sugere que o benefício pelo consumo simultâneo seja sempre explorado nos fóruns de discussão.

1.4 As alternativas propostas reduzem a fatura para os consumidores de menor porte em comparação com a regra vigente

O custo de disponibilidade, conforme definido pela ANEEL na REN 414/2010:

“Art. 98. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico. ”

A REN 482 vigente traz no inciso I, art7º:

*“I - deve ser cobrado, no mínimo, o **valor referente ao custo de disponibilidade** para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso”*

Em que pese, que a INFRACOOOP entenda que o faturamento referente a estes volumes de energia não reflete o custo de disponibilidade conforme já explorado no item 1.1, tal diretriz dada pela REN 482 vigente, deixa de existir na minuta da 482 proposta na CP 025/2019. Tal entendimento é baseado no fato de que mesmo todo o consumo ativo da rede seja compensado esta compensação não se dará pela tarifa total, portanto o faturamento pelo consumo mínimo deixa de ser justificável. Assim, não há obrigatoriedade de faturamento mínimo para as unidades que instalam MMGD, o que está de acordo com o que diz o parágrafo § 1º do artº 98 da REN 414/2010:

*“§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o **consumo medido** ou estimado for **inferior** aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação.”*

Sempre que o consumo medido for superior a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico), 100 kWh (trifásico), será faturado conforme regras de compensação aprovadas como resultado da discussão pela CP 025/2019. A decorrência desta alteração, que parece não estar clara para a sociedade, visto que nos debates ocorridos tal ponto não recebeu atenção, é que para qualquer que seja a alternativa escolhida pela ANEEL, **os consumidores com menor consumo médio terão sua fatura de energia elétrica reduzida, caso instalem MMGD.**

Com qualquer uma das 05 alternativas, a energia ativa passa a ser faturada, inicialmente incidindo fioA+fioB (alternativa 2, cerca de 33% da tarifa) e após o gatilho todas as componentes de TUSD mais TE-Encargos (alternativa 5, 57% da tarifa).

Enquanto a regra vigente compensa até 100% da energia consumida, sendo faturado o consumo mínimo com a tarifa cheia (TUSD + TE), com as alternativas propostas apenas parte da tarifa incidirá sobre o consumo ativo medido, conforme estabelecido na REN 414 e minuta da REN 482.

A Figura 2 traz uma simulação, considerando os parâmetros da COPREL como tarifas, ICMS, PIS COFINS em que mostra qual é a energia demandada pelo consumidor **residencial Monofásico, Bifásico e**

Trifásico que resulta no mesmo valor de fatura pela aplicação das alternativas 2 (FioA+FioB) e 5 (TUSD+TE Encargos) quando comparada ao faturamento pelo consumo mínimo aplicando a tarifa total. Nota-se que a energia demanda pelo consumidor é a soma do consumo simultâneo (faturamento igual a ZERO) mais a energia compensada (faturamento pela alternativa proposta). Para este exemplo considera-se a bandeira verde.

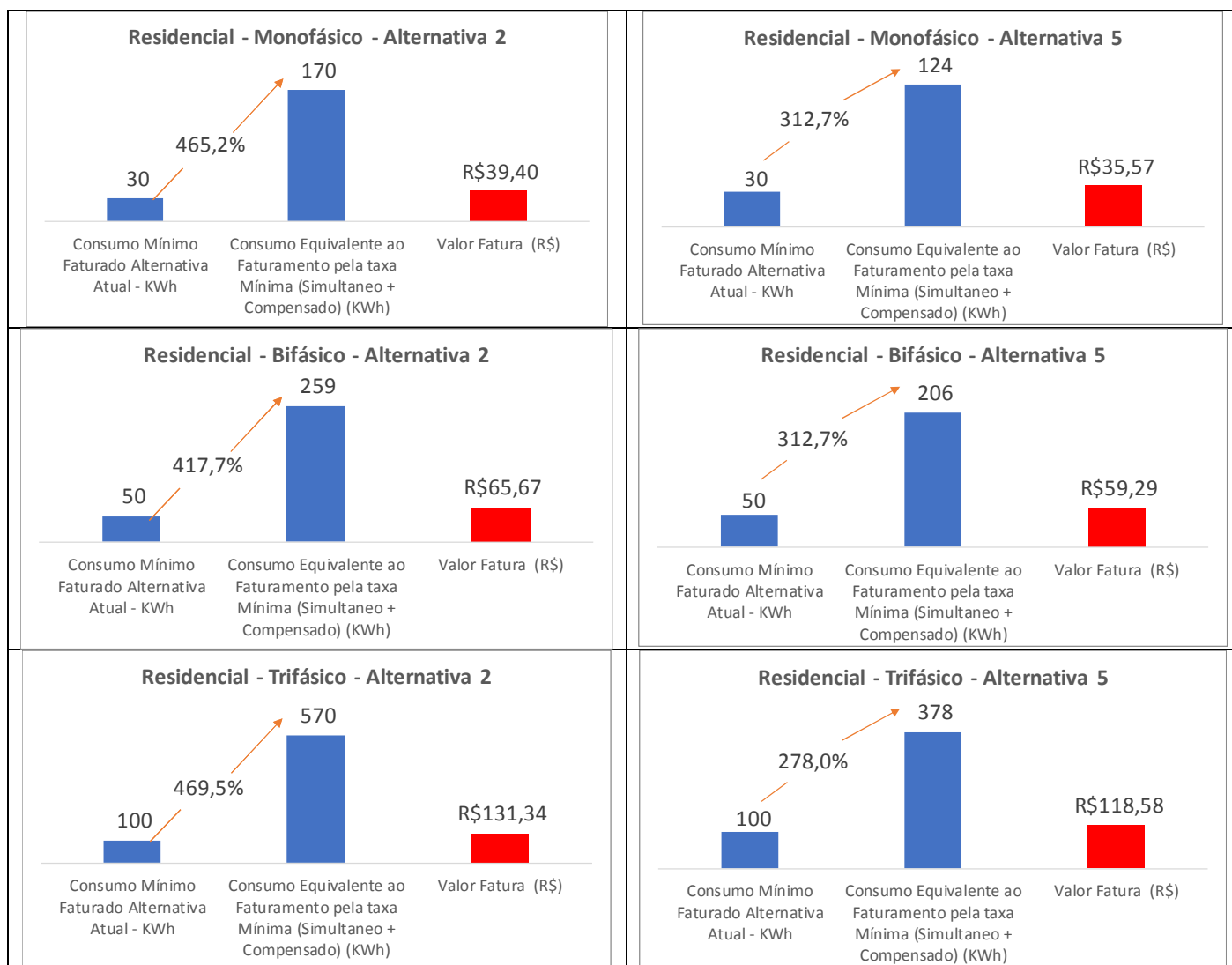


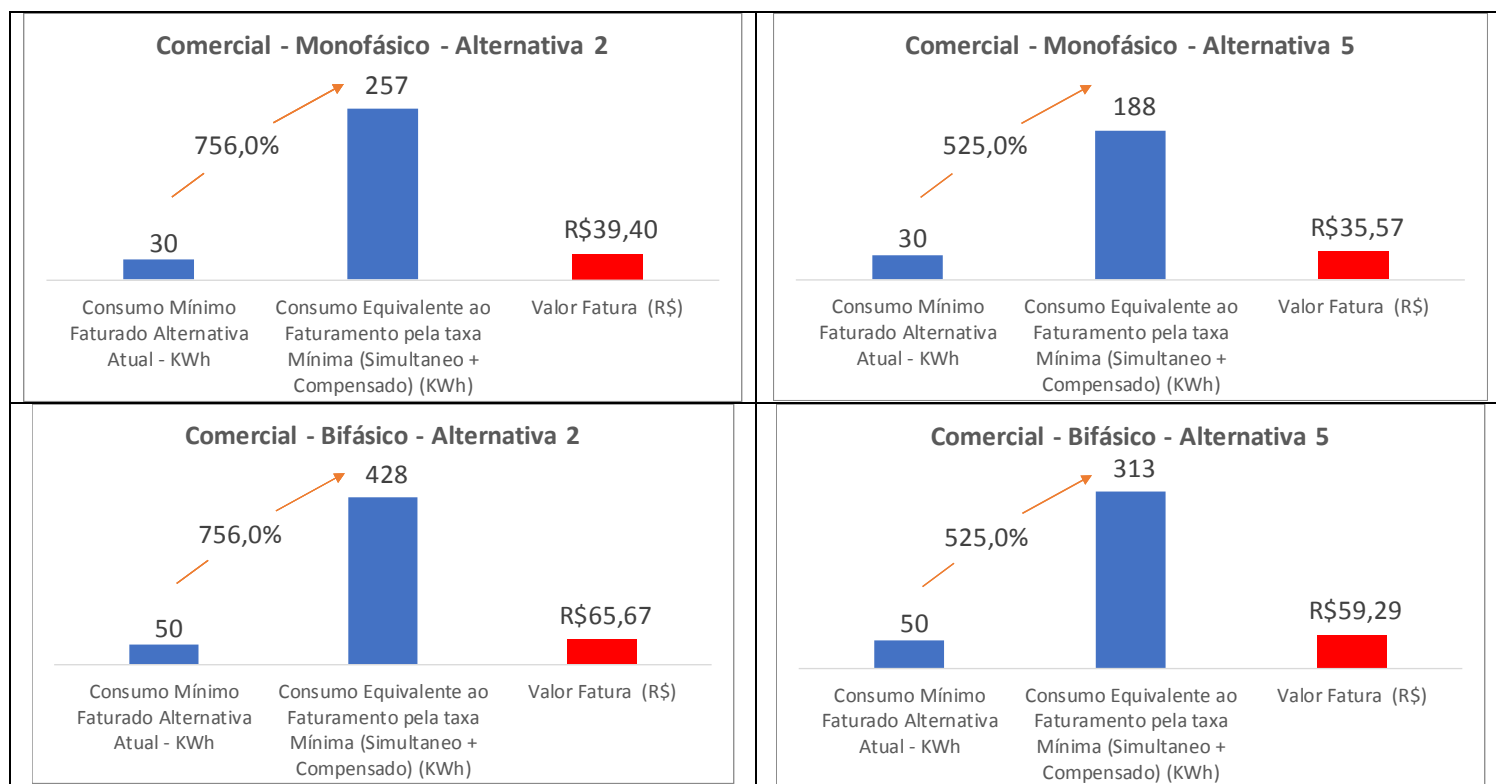
Figura 2 – Consumo equivalente a taxa mínima - Residencial

Por exemplo, considerando a aplicação da alternativa 2 para um consumidor residencial trifásico que consome até 570 kWh.mês, é mais benéfico a aplicação da alternativa 2 do que a manutenção da

alternativa ZERO (net metering), se o consumo for de 570 kWh o valor da fatura pela alterantiva 2 é o mesmo se comparado ao faturamento pelo consumo mínimo. Neste exemplo, pela Tabela 1, o fator de simultaneidade é 41,97%, portanto dos 570 kWh.mês, 239 kWh serão simultâneos com faturamento igual a ZERO (behind the meter) e sobre consumo complementar 331 kWh aplicado somente as componentes referentes a alternativa 2 (TUSD FioB + TUSD FioA).

Considera-se neste cálculo que há incidência de ICMS de 30% sobre a TUSD total.

A Figura 3 é semelhante à Figura 2, mas para o caso de um consumidor comercial que possui fator de simultaneidade maior (ver Tabela 1), assim que o consumo (simultâneo + compensado) equivalente ao faturamento pela taxa mínima é maior do que no caso do residencial.



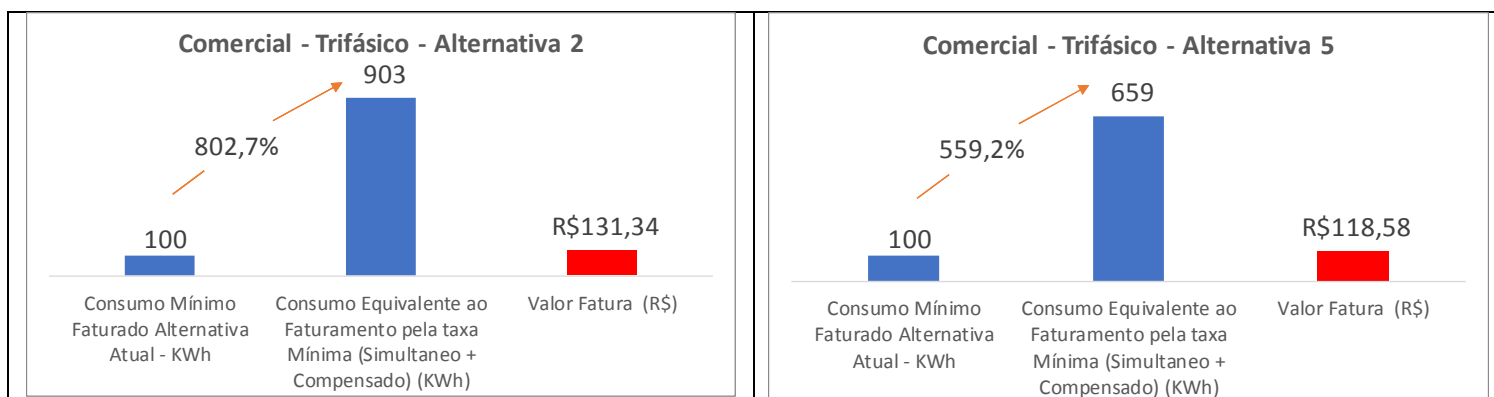


Figura 3 - Consumo equivalente a taxa mínima – Comercial (B3)

Nota-se que o consumo total que iguala a fatura pela alternativa 02 ao faturamento pela taxa mínima no caso de um consumidor trifásico no caso de um consumidor residencial é de 570 kWh.mês (Figura 2), já no caso do comercial é de 903 kWh.mês (Figura 3).

Pode-se argumentar que para estes consumidores a instalação de GD não é viável economicamente, mas esta é uma condição de custo da tecnologia e não deve ser ponto de preocupação do regulador. Política pública para desenvolvimento de uma indústria não é papel do órgão regulador, o que será melhor abordado a seguir.

A INFRACOOP sugere que este ponto seja exposto de forma mais explícita quando da homologação das alterações das regras regulatórias.

1.5 Política Pública por meio de Subsídios

No relatório de análise de contribuições para a AP 001/2019, disponibilizado por meio da NT 078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA, que integra os documentos desta CP 025, a ANEEL concorda que não é seu papel incorporar no tratamento regulatório dado a MMGD, os benefícios ou malefícios de externalidades para a sociedade e que estes pontos devem ser analisados quando da elaboração de políticas públicas que é de responsabilidade do congresso nacional.

*“71. Em linha com a contribuição da ABRADEMP e com o entendimento da ANEEL, optou-se por **não considerar os efeitos sociais e ambientais** na avaliação da escolha do modelo para o Sistema de Compensação de Energia. Entende-se que tais externalidades, que extrapolam os limites do setor elétrico, não devem fazer parte das análises quantitativas da AIR, uma vez que esse tipo de **avaliação é característica da implementação de políticas públicas, papel***

desempenhado pelo Congresso Nacional. Além de extrapolação das competências da ANEEL, a consideração dessas questões no cálculo faria com que os usuários de energia elétrica pagassem por externalidades que seriam observadas em outros setores da economia.”

1.6 Justificativas e controvérsias entorno do subsídio para a MMGD

De forma bastante simples, os subsídios se justificam quando algum produto ou serviço que tenham um custo muito alto, mas geram externalidades positivas suficientes para que haja interesse da sociedade em pagar um preço mais caro por um produto, mesmo que haja algum produto substituto por um preço menor.

Relacionando esta afirmação com a situação de MMGD, faz-se alguns comentários:

- No sistema de net metering, o preço que se paga pela MMGD injetada nas redes de distribuição custa para a sociedade cerca de 800 R\$/MWh, composto pelo valor da tarifa da distribuidora local, mais os impostos que o estado deixa de arrecadar¹. Para efeito comparativo o custo médio de energia disponibilizada no ACR em 2019 é cerca de 290 R\$/MWh, além disso a geração solar, por exemplo, foi comercializada no leilão no ACR por valores inferiores a 100 R\$/MWh.
- Os argumentos em torno de ser uma energia limpa e renovável, que realmente é uma externalidade positiva, pode estar sendo superestimada. A energia produzida por MMGD é limpa, até que se comece a descartar os equipamentos que estão sendo instalados gerando lixo eletrônico em escala semelhante à da inserção destas fontes, sem contar com os sistemas de baterias para armazenamento que estão por vir, há apenas um deslocamento temporal entre estes eventos. Além disso, a matriz energética nacional é bastante limpa e renovável na medida que sua base ainda é hídrica. Além disso, a MMGD tem como característica a intermitência com alta volatilidade, basta pensar que uma nuvem solitária que sombreie o sol por alguns segundos, “derruba” a produção de energia do gerador solar. Então, para manter a segurança energética que é uma premissa do setor, em um cenário de inserção massiva de MMGD serão necessárias

¹ Em alguns estados, como no RS há incidência de ICMS sobre o valor de TUSD compensada.

plantas geradores capazes de suplantam esta intermitência. Cita-se neste ponto um artigo publica na revista “the economist” em 25 de fevereiro de 2017 (pg.19):

*“(...) But renewables are intermitente, which means that in systems where infrastructure was designed before intermittency became an issue – almost all of them, in practice- **fossil-fuel, hydroelectric and nuclear plants are needed** more or less as much as ever at times when the sun doesn’t shine and the winds don’t blow. And if such plants are shut out of the Market by low-cost renewables, they will not be available when needed.”*

Em uma tradução livre:

“(...) Mas renováveis são intermitentes, portanto em sistemas que foram desenhados antes de surgir estas fontes intermitentes, praticamente todos eles, geração fóssil, hídrica e nuclear serão mais ou menos necessárias conforme a incidência do sol ou ocorrência de ventos. Se tais plantas forem retiradas do mercado por renováveis de baixo custo, não estarão disponíveis quando forem necessárias.

Então, pelo texto, mesmo que as renováveis tenham um preço inferior, sendo ou não subsidiada, em relação as fontes mais tradicionais, fontes “não tão limpas” serão ainda necessárias para complementar as renováveis devido a sua intermitência.

- Ainda que o subsídio encontre justificativa para sua concessão, a boa prática econômica é de que haja previsão para seu encerramento ou para sua revisão. A ANEEL por meio da REN 687/2015, que atualizou a REN 482/2012, deixou explícito no Art. 15 que as regras estabelecidas seriam revisadas até 31 de dezembro de 2019:

“Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) “

- Por último, há que se destacar a origem dos recursos para cobertura do subsídio à MMGD. Na AIR 3-2019, disponibilizada nesta CP 025, a ANEEL estima que entre 2020 e 2035, os consumidores que não instalarem GD pagarão um custo de R\$23 bilhões acumulados considerando a regra vigente, referente geração distribuída local. No caso da GD remota, neste mesmo período o repasse aos demais consumidores seria de 35 bilhões. Ou seja, os

demais consumidores, entre 2020 e 2035, pagariam 58 bilhões de reais de subsídios para a GD, o que resulta em média 3,8 bilhões de reais ao ano de subsídios, para efeito comparativo, o subsídios para o baixa renda, que está no orçamento da CDE 2020 é de 2,6 Bilhões, valor 33% inferior ao subsídios projetado para a MMGD.

Conclui-se, com base no exposto, **(i)** que o sistema de net metering super valora o subsídio para MMGD, quando se compara com outras fontes, ou até mesmo com fontes renováveis negociadas nos leilões ACR, **(ii)** que o selo de energia limpa que se dá a solar está sendo super dimensionado devido ao lixo eletrônico (placas, inversores..) e químico (associado ao armazenamento) que produzirá ao longo do tempo, além da necessidade de backup de geração por outras fontes para segurança energética, **(iii)** que ANEEL seguiu uma boa prática regulatória ao prever a revisão das normas para MMGD quando da homologação da REN 687/2015, e **(iv)** o subsídio projetado para MMGD em 2035, considerando o sistema de compensação atual, é 30% mais elevado que o subsídio concedido atualmente para os consumidores baixa renda de todo Brasil.

1.7 MMGD causam aumento da demanda máxima

O objetivo deste capítulo é mostrar a partir de curvas reais de Geradores Distribuídos Locais o comportamento da curva de carga e demanda pelo sistema, evidenciando que, na análise agregada, a capacidade do sistema para atender o gerador tem o potencial e é esperado que seja maior do que a capacidade para atender a carga, pelo fato da geração estar concentrada em menos horas do dia.

Foram avaliadas 20 memórias de massa de consumidores com GD local referente ao mês de novembro de 2019. Apresenta-se na Figura 4, 03 curvas relevantes para esta contribuição: **(i)** a curva do dia em que ocorre a demanda máxima da carga; **(ii)** a curva do dia em que ocorre a demanda máxima do gerador; **(iii)** a curva de um dia em que a geração foi baixa. As 20 memórias de massa foram analisadas de forma agregada para ter uma ideia de impacto sistêmico na distribuição, claro que é uma visão simplificada do problema uma vez que estes consumidores estão espalhados em diferentes pontos da rede, mas a INFRACOOP entende que a análise conjunta reflete melhor um cenário esperado de maior inserção desta tecnologia, além de transmitir a contribuição de forma mais didática.

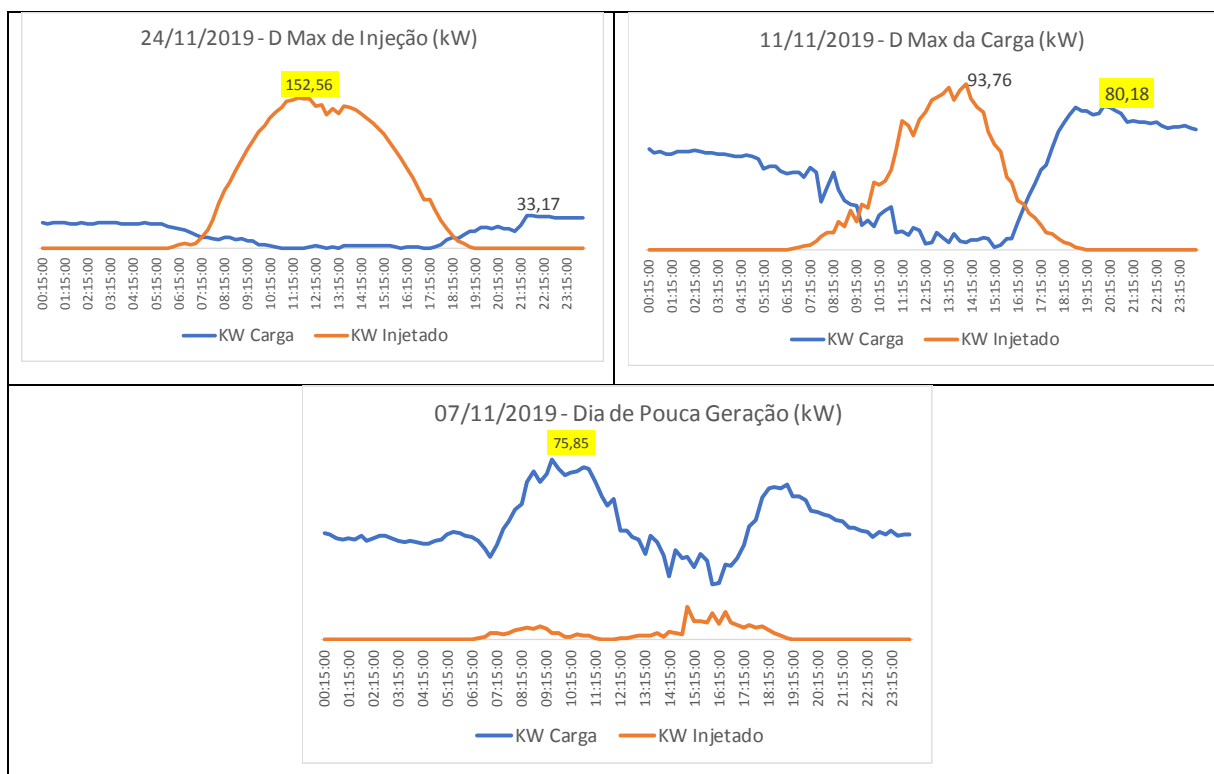


Figura 4 – Curvas de carga diárias de um grupo de consumidores com GD local

Pela Figura 4 a demanda máxima de novembro para este conjunto de consumidores ocorreu dia 14/11/2019 e foi uma demanda de injeção igual a 153,56 kW, neste dia a demanda pela carga foi de 33,17 kW. Mesmo no dia de máxima carga igual a 80,18 kW, dia 11/11/2019, a demanda de injeção foi maior e igual a 93,76kW. Em pese o curto período de análise, somente novembro, fica evidente que se houvesse um sistema para atender estes 20 consumidores, sua capacidade seria dimensionada pela demanda do gerador. Por fim a curva do dia 7/11/2019, evidencia que o sistema tem que estar disponível, no mínimo de forma equivalente a demanda da carga devido ao caráter intermitente da geração solar.

E se essa GD fosse remota, ficaria ainda mais evidente que a demanda de geração é maior do que a carga pois não haveria consumo simultâneo, assim parte do sistema seria integralmente utilizado pela carga e outra parte do sistema integralmente pela geração.

Portanto, a INFRACOOP sugere que haja tarifação tanto do lado gerador quanto do lado carga do prossumidor, da forma que é proposta no capítulo seguinte.

1.8 Proposta tarifária da INFRACOOP

A INFRACOOP corrobora com a abordagem da ANEEL para geração remota, com a aplicação da alternativa 05 de forma imediata, mais o faturamento considerando o MUSD de geração que excede o consumo.

Já em relação a GD local, a INFRACOOP concorda com a ANEEL pela evolução regulatória em relação a regra vigente, pois entende que tanto a alternativa 2 e, principalmente a alternativa 5 melhor refletem os custos dos consumidores e propõe, adicionalmente que:

- O prosumidor seja visto como dois usuários da rede, e que o regramento tarifário reflita os custos de cada um destes usuários:
 - Pelo lado do consumo: aplicação da tarifa branca seja obrigatória para o consumo ativo fornecido pela rede de distribuição, pois entende que o sinal horário reflete melhor os custos de rede do que a tarifa convencional, sendo assim mais eficiente na questão alocativa.
 - Pelo lado da geração: como é esperado que a potência instalada de GD seja superior a demanda máxima de carga, há um aumento líquido de demanda instalada da unidade consumidora, assim o sistema de distribuição deve ser adequado para atender este excedente de demanda. Por esta lógica de custo de expansão, entende-se que o gerador local deve cobrir este custo por meio de uma tarifa de conexão aderente ao incremento de custo.

A Figura 5 mostra a curva de faturamento, para efeitos didáticos, representando as duas sugestões acima. A reta azul é a curva diária de faturamento de um consumidor com este perfil sem GD instalada. A reta amarela representa o faturamento do consumo ativo pela alternativa escolhida (que será inferior a tarifa cheia) com tarifa convencional mais tarifa para o gerador. E a área cinza representa o faturamento do consumo ativo aplicando as componentes tarifárias conforme alternativa a ser homologada pela ANEEL mas com a tarifa branca, além da tarifa do gerador.

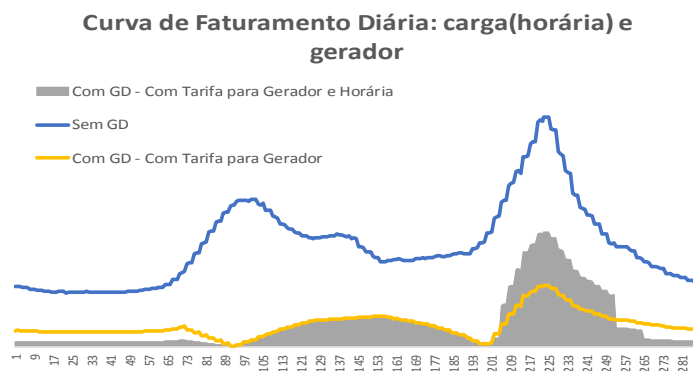


Figura 5 – Curva de Faturamento conforme sugestões INFRACOOOP

Da figura acima, nota-se que se a considerarmos a curva azul como uma proxy do custo de um sistema, ou seja, maior demanda maior custo, o faturamento considerando a tarifa branca torna-se mais aderente ao custo. Pela modalidade branca, o faturamento será maior do que usando a tarifa convencional nos horários de ponta e de intermediário e inferior no horário fora de ponta do sistema.

Assim, se o consumidor tiver baixo consumo ativo no horário de ponta da tarifa branca, sua redução de fatura será maior com a compensação pela tarifa branca do que com a tarifa convencional, mas isto é apenas uma consequência da melhor alocação de custos: o consumidor como demanda máxima não coincidente imputa menos custo ao sistema, logo sua fatura deve ser menor.

Em resumo, com base no exposto, a INFRACOOOP sugere que para MMGD local a compensação, independente da alternativa escolhida, ocorra pela modalidade tarifária branca e haja aplicação de tarifa para o gerador que represente o incremento de demanda máxima ao sistema de distribuição.

1.9 Revisão Periódica das Regras

Sugere-se que a ANEEL preveja nos atos normativos resultantes da CP 025/2019 um calendário de revisão das regras vinculado a novos fatos relevantes, cita-se de forma não exaustiva alguns exemplos:

- Maior conhecimento sobre o impacto nas perdas do sistema de distribuição;
- Resultado dos estudos da modernização das tarifas de Baixa Tensão;
- Surgimento de novas tecnologias;
- Abertura de mercado livre de energia para baixa tensão;
- Sinal locacional para geração;

2 Resumo dos pontos de contribuição da INFRACOOOP

- Considera adequado o tratamento sugerido pela ANEEL para a MMGD remota de aplicação da alternativa 05, e entende que a conexão à rede de distribuição deve ter contrapartida do gerador, tal qual já é aplicado aos consumidores pela REN 414.
- O faturamento pelo consumo mínimo não é taxa de disponibilidade pelo simples fato de que se aplicam todas as componentes tarifárias.
- Sugere que fique claro que a aplicação da alternativa, qualquer que seja, implica em redução de faturamento para consumidores com baixo consumo médio pois o faturamento mínimo perde objeto.
- Entende que a parte de toda discussão do sistema de tarifação, há um benefício para o consumidor que instala MMGD local, que refere-se ao consumo simultâneo, e este conceito deve estar claro.
- Concorda e endossa o posicionamento da ANEEL de que não é papel do regulador fazer política pública.
- O fato da MMGD ser uma energia limpa está superestimado, pois produzirá lixo por descarte de sistemas obsoletos além de que necessita de geração complementar para segurança energética.
- Todos os consumidores estão pagando pela energia gerada a partir de MMGD a tarifa total da concessionária, enquanto a energia de leilões, inclusive solar e eólica, são vendidas a preços bem mais módicos.
- Um sistema com grande adensamento de MMGD terá a demanda máxima dada pelo lado gerador, mesmo considerando o fator diversidade.
- Sugere que para MMGD local a compensação, independente da alternativa escolhida, ocorra pela modalidade tarifária branca e haja aplicação de tarifa para o gerador que represente o incremento de demanda máxima ao sistema de distribuição.
- Que as regras sejam revisadas periodicamente para incorporar aprimoramentos tecnológicos e metodológicos, tais como tarifa locacional, abertura de mercado, aprimoramento dos estudos de perdas.