



Contribuição CP 25/2019

30 de dezembro de 2019



1. Sumário Executivo

A ANEEL por meio da Consulta Pública (CP nº 10/2018), posteriormente através da Audiência Pública (AP nº 01/2019) e de eventos relacionados, buscou a ampla discussão para o aprimoramento da REN 482/2012. Como resultado às contribuições recebidas ao longo do processo, instaurou nova Consulta Pública (CP nº 25/2019), concluindo e propondo uma minuta de aprimoramento da REN 482/2012. Os resultados do AIR, as conclusões apresentadas e consequentemente a minuta proposta, foram recebidas com bastante surpresa e desconforto pelos agentes de geração distribuída, gerando uma comoção social generalizada.

A modificação proposta impacta fortemente o mercado, inviabilizando o investimento em geração distribuída por um longo período. A participação da GD na base de clientes das distribuidoras de energia é muito pequena e o estudo do impacto deste tipo de fonte para o sistema, leva em consideração variáveis que apresentam uma grande incerteza, tornando os resultados duvidosos. A estrutura tarifária atual não permite avaliar de forma justa o real impacto da injeção de energia na rede, pois deveria considerar o sinal locacional e horário. Neste contexto, consideramos que a discussão conceitual e por princípios nos leva a conclusões muito mais assertivas do que por meio de modelos matemáticos, que não representam a realidade.

De fato, a GD se desenvolveu de forma mais acelerada do que a prevista, no entanto sua participação ainda é muito pequena, para que seja necessário freá-la de forma súbita, impactando muitos empregos criados nesse mercado.

2. Contribuições Nota-Tecnica_0078_SRD_AberturaAP2_Revisao-da-REN-482

2.1. III. 1 – SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA – GD Local e GD Remota

A Exata energia considera que não há coerência na diferenciação das regras de transição entre GD Local e Remota, inclusive consideramos uma falha grave, uma regra mais branda para a GD Local, sendo esta naturalmente mais vantajosa em função do fator de simultaneidade. Esta diferenciação fere o direito da igualdade, visto que o consumidor que não possui um local adequado para instalação da geração em sua unidade de consumo, em função de regras de compensação diferentes não poderá gozar dos mesmos benefícios. A energia injetada na rede, seja por exceder o consumo de um prosumidor, seja por uma unidade exclusivamente geradora é consumida em uma área de influência próxima de onde foi gerada, não havendo diferença prática entre as duas modalidades. Neste sentido elaboramos nossa contribuição de forma unificada.

Consideramos não prudente haver regra de transição para agentes existentes ou que já protocolaram a solicitação de acesso, pois gera risco de judicialização, criando mais custos judiciais a todos agentes envolvidos e uma grande complexidade para execução da compensação dos créditos, dado que as distribuidoras de energia deverão analisar caso a caso. O mais correto seria manter a regra vigente pelo período de 25 anos.

A participação ainda incipiente da Geração distribuída na base das distribuidoras requer reflexão se este é o melhor momento para alteração da forma de compensação dos créditos.





Consideramos que para uma possível alteração das regras, a participação deste tipo de fonte no mercado deveria ser de pelo menos 5%, este número possui inclusive respaldo internacional.

Após período de consolidação do mercado, consideramos mais adequado a aplicação da Alternativa 1, na qual não há compensação da TUSD fio B. Não concordamos com a Alternativa 2, pois os portes dos sistemas locais são menores e a energia gerada por estas unidades não utiliza os ativos de transmissão. Este conceito segue o mesmo princípio dos geradores de energia que pagam TUSDg, na qual não incide Fio A TUSD_RB, a componente que possui mais peso na TUSD fio A. Pode-se argumentar contrariamente, que os geradores não utilizam a rede para consumir energia, no entanto os geradores podem comercializá-la livremente. Neste contexto, poderíamos comparar esta modalidade com o autoprodutor, que no mercado livre tem o abatimento de todos os encargos relacionados a TUSD e naturalmente não paga a componente TE. Mesmo assim, o prossumidor cativo possui uma desvantagem em relação ao autoprodutor, pois este tem tarifas diferenciadas no horário fora ponta e horário ponta, podendo gerir seu consumo com objetivo de reduzir seus custos.

Consideramos a Alternativa 5 muito severa, o investidor de GD teria como referência uma tarifa de energia que corresponde a todas as aquisições das distribuidoras via leilão, mais os preços de energia relacionados às grandes usinas de geração. Esta alternativa inviabiliza todo tipo de geração que se enquadraria na modalidade de Geração Distribuída, sendo melhor alternativa para o investidor o mercado livre.

2.2. III. 2 – CUSTOS DE ACESSO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO – Acesso e contratação de uso do minigerador (unidades consumidoras do grupo A)

Consideramos coerentes as alterações propostas, principalmente porque buscam referências em regras já existentes, inclusive as adaptações propostas são pertinentes.

2.3. III. 2 – CUSTOS DE ACESSO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO – Acesso de Microgerador

Consideramos coerente não haver alteração da regra.

2.4. III. 2 – CUSTOS DE ACESSO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO – Dispositivos de Seccionamento Visível (DSV)

Não temos contribuição para este tema.



2.5. III. 3 – EXCEDENTE DE GERAÇÃO E PAGAMENTO DO CUSTO DE DISPONIBILIDADE

Defendemos que a franquia seja paga mensalmente e que a energia seja compensada até o limite mínimo de referência (em kWh), sendo o volume de energia referente a disponibilidade mínima computado como crédito, para utilização nos próximos meses de consumo. Segue fórmula e exemplo para facilitar o entendimento, caso:

$$\text{Injeção}_{\text{mês}} + \text{Saldo_Crédito_Acumulado} > \text{Consumo}_{\text{mês}} - \text{Limite_Mínimo}$$

$$\text{Crédito_Compensado}_{\text{mês}} = \text{Consumo}_{\text{mês}} - \text{Limite_Mínimo}$$

$$\text{Crédito_Acumulado}_{\text{mês}} = \text{Injeção} - \text{Crédito_Compensado}_{\text{mês}}$$

2.6. III. 4 – GERAÇÃO COMPARTILHADA – POSSIBILIDADE DE OUTRAS FORMAS DE ASSOCIAÇÕES

Consideramos um avanço a possibilidade de associação via Condomínio civil voluntário e não temos outras contribuições relacionada ao tema.

2.7. III. 5 – REGRAS E PRAZOS DE ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO

Não temos contribuições relacionadas a este tema.

2.8. III. 6 – PARTICIPAÇÃO DA COGERAÇÃO QUALIFICADA NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Concordamos com todos os pontos levantados no documento e acreditamos que a cogeração qualificada deve permanecer no rol de fontes elegíveis a Geração Distribuída.

2.9. III. 7 – COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE DE GERAÇÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO

Entendemos que as contribuições da ABRACEEL e COGEN são validas, pois seria uma forma de acelerar a liberalização do mercado de energia, para clientes que não estão aptos a participar do mercado livre. Na impossibilidade de comercialização dos créditos excedentes, seria interessante considerar a transferência destes créditos entre clientes da mesma distribuidora, podendo utilizar-se de uma estrutura semelhante ao que era utilizada na época do "acionamento" (2001), de uma forma mais moderna.

Ainda relacionados aos excedentes de geração da Micro e Minigeração, que são acumulados no saldo de créditos da unidade consumidora. Gostaríamos que este saldo de créditos, na impossibilidade de comercializá-los ou transferi-los, pudessem pelo menos serem tratados com maior flexibilidade, no caso de sistemas que compensem em mais de uma unidade consumidora. Atualmente existem muitos problemas de créditos represados em uma determinada unidade, que não podem ser transferidos para outras.

Propomos, que a divisão do saldo dos créditos seja distribuída de forma proporcional ao consumo do mês de cada uma das unidades consumidoras, que usufruem da Geração



Distribuída de um determinado sistema. Atualmente a gestão dos créditos tem demandado trocas sucessivas de proporção de distribuição, que envolve grande número de interações com as distribuidoras, consumindo tempo do consumidor e principalmente da distribuidora de energia, que deve executar o que foi solicitado, este processo tem gerado muitos erros de faturamento. Se a distribuição do saldo dos créditos fosse executada via sistema da distribuidora de energia, reduziria de forma expressiva o tempo consumido para adequar a proporção solicitada de forma sucessiva pelos consumidores.

2.10. III. 8 – RESPEITO AOS LIMITES DA NORMA (TENTATIVAS DE DIVISÃO) E SIMPLIFICAÇÃO NOS TERMOS

Defendemos que haja critérios objetivos para tratar do tema, pois a análise de caso a caso pode resultar em interpretações e decisões diferentes em casos semelhantes.

Consideramos que o critério mais objetivo para análise de tentativa de divisão, seja a aplicação do conceito de áreas contíguas, já existente na REN 247. Neste sentido a distribuidora deve analisar se os sistemas de geração distribuídas, para um mesmo grupo de unidades de consumo, estão em áreas contíguas.

2.11. III. 9 – ALOCAÇÃO DE CRÉDITOS EM DIFERENTES ÁREAS DE CONCESSÃO

Concordamos com os argumentos apresentados para a não possibilidade de alocação de crédito em diferentes áreas de concessão. Destacamos, que em um cenário de alocação de créditos em diferentes áreas de concessão, o princípio da geração distribuída deixa de existir, pois certamente os empreendedores buscarão o local que apresenta as melhores condições de investimento, criando uma concentração de geração em uma determinada região.

2.12. III. 10 – DAS CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS DE CAPACIDADE REDUZIDA

Não temos contribuição para este tema.

3. Conclusão

A alteração da regra neste momento em que o mercado de Geração distribuída ainda é incipiente, nos parece apressada e de certa forma exagerada, quando cogita-se a aplicação da alternativa 5. O mercado de Geração Distribuída precisa amadurecer e se consolidar a um patamar de 5% do mercado de cada distribuidora de energia, para que realmente torne necessária uma intervenção.

Os esforços da ANEEL devem se concentrar na modernização do setor e principalmente na discussão de uma nova estrutura tarifária, não de forma superficial como é o caso da tarifa binômica, mas de uma análise mais profunda de estrutura, que considere o sinal locacional e horário, desta forma teremos uma tarifa mais justa e a capacidade de verificar os benefícios que a Geração distribuída pode trazer, a depender de onde está localizada e do tipo de fonte empregada.