



NEOENERGIA

Consulta Pública nº 025/2019

**Contribuições sobre o aprimoramento das
regras aplicáveis à micro e minigeração
distribuída**

Dezembro de 2019



Sumário

1	Considerações Iniciais	3
2	Contextualização	3
3	Considerações Sobre as Propostas da ANEEL	7
3.1	Critério de Compensação.....	7
3.2	Parques e Fazendas Solares.....	8
3.3	Período de Transição	8
3.4	Direito Adquirido.....	9
3.5	Compensação entre Concessões.....	10
3.6	Experiência Internacional.....	11
3.7	Déficit econômico e financeiro das Distribuidoras.....	13
3.8	Aspectos Técnicos e Comerciais do Acesso de Micro e Minigeração Distribuída.....	13
3.9	Conclusão	19
4	Proposta da Neoenergia	19

1 Considerações Iniciais

A Consulta Pública (AP) nº 025/2019 foi aberta pela ANEEL em 17/10/2019, cujo objetivo é obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída (mmGD) para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica.

A Neoenergia está alinhada com a estratégia global do grupo Iberdrola de investimento centrado em fontes de geração renovável, possuindo no Brasil cerca de 4 GW de geração renovável e oferecendo serviços de geração distribuída solar por meio da Neoenergia Comercialização (NC Energia). Além disso, a empresa opera 0,5 GW de gás natural e quatro concessionárias de distribuição, Coelba, Elektro, Celpe e Cosern, atendendo mais de 13 milhões de clientes.

O grupo Neoenergia, por atuar em todos os segmentos da cadeia de valor do setor elétrico brasileiro, entende que a inserção de mmGD é positiva, mas deve ocorrer de maneira equilibrada e sustentável de forma a não prejudicar seu desenvolvimento no longo prazo e nem de outros agentes e usuários da rede no curto prazo.

Nesse contexto, o grupo Neoenergia vem apresentar suas contribuições sobre o assunto, conforme tópicos a seguir.

2 Contextualização

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*).

A REN 482/2012, ao estabelecer o sistema de compensação baseado no faturamento líquido da energia gerado pelo prosumidor, fixou sua **compensação pela tarifa integral**, incluindo tanto a parcela da TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição quanto a da TE - Tarifa de Energia e com isso promoveu uma vantagem substancial aos que aderissem ao sistema.

É importante ressaltar que a isenção de custos de uso da rede não foi reconhecida no processo tarifário de reajuste, assim, gerando ônus para as distribuidoras. Isso ocorre ainda em inobservância da legislação, pois conforme art. 35 da Lei nº 9.074/95, a estipulação de novos benefícios

tarifários está condicionada à previsão da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária da concessionária para preservar o equilíbrio econômico e financeiro.

O subsídio estabelecido fica evidente ao comparar-se o sistema de compensação implementado ao seu custo de oportunidade mais natural: as tecnologias de armazenamento, uma vez que a rede acaba provendo o serviço de acumulação de energia para utilização posterior, assim como o fazem as baterias, por exemplo. Assim, os mini e microgeradores com o sistema de compensação deixaram de ter custos com o elevado investimento em baterias e sua reposição, substituindo-as pelo uso da rede de distribuição, mas sem ter que pagar o valor correspondente por esse uso, o que obviamente não é sustentável e sobrecarrega tanto as distribuidoras como os demais usuários da rede.

O que ocorre, é que o sistema de distribuição deve estar dimensionado para atender a carga máxima dos consumidores que muitas vezes ocorre fora do período de geração. Portanto, a rigor todos deveriam pagar o mesmo valor pelo mesmo uso da rede. Mesmo que a carga máxima seja durante o período típico de geração, a rede deve ser dimensionada e estar disponível para uma situação sem geração, uma vez que o sistema de geração distribuída fotovoltaico ou qualquer outro possui intermitência e está sujeito a indisponibilidades técnicas.

Como no modelo de tarifação atual em baixa tensão a cobrança é monômnia ou volumétrica, é natural que a geração simultânea ao consumo não sofra cobrança pelo uso da rede durante este período, no caso da compensação ser local. Por outro lado, no caso de sistema de compensação remoto, o subsídio fica ainda mais evidente, inclusive sobre a parcela de geração e consumo simultâneo, pois por se situarem em locais distintos, obviamente, o atendimento ao consumidor depende da utilização da rede, ou melhor, do sistema elétrico, inclusive no período de geração e consumo simultâneo.

Pelo formato atual, a energia gerada termina sendo valorada em torno de R\$ 600/MWh, enquanto que a componente exclusivamente de energia é da ordem de R\$ 250/MWh. Isto tem provocado elevação de tarifas para os consumidores convencionais e ônus para as distribuidoras, sem base legal e ainda em valores superiores ao necessário para o desenvolvimento da atividade (caso exista essa intenção).

Dado esse sistema de compensação baseado no faturamento do consumo líquido do prosumidor (*net metering*), os custos da rede que deixaram de ser pagos, devido à diminuição do montante faturado, ao final, terminarão sendo redistribuídos aos demais consumidores, configurando um subsídio cruzado. Assim, os demais consumidores são afetados na medida em que vários itens da tarifa de uso da rede, que deveriam ser suportados por todos os usuários

da rede, como por exemplo, os encargos, não são cobrados sobre o consumo compensado dos mini e microgeradores, fazendo com que o mercado restante pague esse encargo.

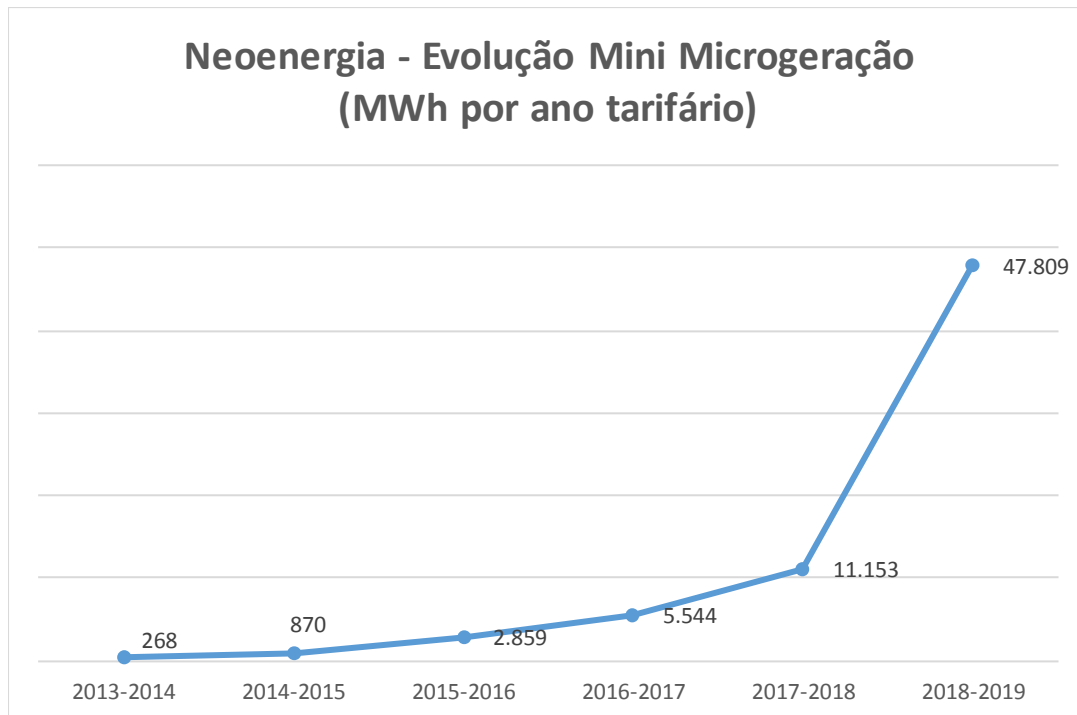
Por conta disso, já havia previsão pela ANEEL para revisão dos aspectos econômicos da norma, conforme consta no voto do resultado da Audiência Pública nº 026/2015, que teve como objetivo aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012, concluída em novembro de 2015:

*“35. Entretanto, conforme as simulações de impacto regulatório atualizadas e fornecidas pela SRD, por meio do Memorando nº 471/2015-SRD/ANEEL, de 23 de novembro de 2015, o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019. A grande aceleração ocorreria somente a partir de 2020, quando se espera a conexão de mais 1 (um) milhão de unidades consumidoras e a instalação de 4.000 MW adicionais, **de modo que proponho uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019.**”*

Em função desses benefícios desproporcionais ou excessivos, a evolução da micro e mini GD tem ocorrido em patamares superiores aos projetados pela ANEEL nos cenários mais otimistas.

Atualmente, a potência instalada em mini e microgeração distribuída aumentou para 1.951 MW conforme consta no site da ANEEL, representando mais de 130% de acréscimo em pouco mais de 6 meses, e muito superior aos 500 MW previstos pela ANEEL em 2015 para o ano de 2019, o que confirma que há um incentivo desproporcional às custas das distribuidoras e demais consumidores de energia elétrica.

A seguir, podemos verificar a evolução do mercado de mini e microgeração nas áreas de concessão das distribuidoras da Neoenergia (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro), o qual apresenta crescimento acelerado em função do sinal econômico de excessivo estímulo que resulta do sistema de compensação adotado.



Além dos problemas distributivos apontados, do ponto de vista alocativo, o subsídio ora concedido também se mostra desproporcional, uma vez que quando se compara com a energia solar centralizada que incorpora os mesmos atributos ambientais, a geração distribuída é sobre-remunerada, mesmo que considerados os ganhos de escala para a geração centralizada de maior porte. Segundo estimativas da EPE, a energia solar centralizada apresenta um custo nivelado de energia sem subsídios da ordem R\$176/MWh, ao passo que a geração distribuída é remunerada no sistema atual a um valor mais de três vezes superior (~R\$ 600/MWh)

É importante ressaltar que o Grupo Neoenergia é a favor da expansão da geração distribuída com base em fontes renováveis, mas desde que isso ocorra de forma sustentável e com segurança jurídica.

Assim, a revisão do modelo atualmente praticado deve ser imediata, a fim de corrigir uma distorção. É preciso estabelecer regras mais coerentes e isonômicas aos demais usuários da rede, que permitam o crescimento da mini e microgeração, mas de forma sustentável e equilibrada. É necessário haver o pagamento pelo uso da rede, proporcional ao respectivo uso verificado. Caso se deseje estimular a atividade é necessário o estabelecimento de uma subvenção/subsídio específico e explícito e, obviamente, com a fonte de recursos definida.

3 Considerações Sobre as Propostas da ANEEL

O Grupo Neoenergia apresenta a seguir as suas considerações sobre as propostas e simulações apresentadas pela ANEEL.

3.1 Critério de Compensação

Para a Geração Distribuída local, a ANEEL está propondo a compensação da energia injetada na rede pela Alternativa 5, com a incidência normal de toda a TUSD além dos componentes referente aos encargos, contidos na TE: Neste caso, apenas a componente tarifária referente a compra de Energia (parte da TE) participaria no sistema de compensação, incidindo sobre a diferença líquida entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre a energia consumida proveniente da rede, devidamente medida (medidores já são bidirecionais).

Para a minigeração distribuída, que são as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e já possuem uma demanda contratada, a proposta da ANEEL é que seja dado um tratamento equivalente aos geradores com dupla contratação, com o faturamento mensal contemplando, cumulativamente, parcela associada à unidade consumidora e parcela associada à central geradora.

No caso da Geração Distribuída Local, entendemos que essa alternativa proposta pela ANEEL se mostra bastante aderente aos custos provocados por esses prosumidores, permitindo um crescimento equilibrado desta forma de geração, sem provocar impactos nos demais agentes e usuários envolvidos.

Entretanto, para a micro Geração Distribuída Remota na baixa tensão, ou seja, sem demanda contratada, pela proposta da ANEEL ainda existem distorções que precisam ser imediatamente eliminadas.

O que se tem percebido na geração remota é que estes agentes se assemelham a pequenas usinas e, na prática, estão atuando como comercializadores de energia, surgindo inclusive um novo modelo de negócios de locação de usinas solares. Dessa maneira, o tratamento desses agentes deveria ser fora do sistema de compensação e equivalente ao de usinas que atuam no mercado livre e estão conectadas na distribuição e, conseqüentemente, evitando a transferência de custos para os consumidores convencionais, o que atualmente torna esse modelo de negócio interessante para os investidores.

Entendemos que a forma mais adequada de compensação para a micro GD Remota é tratamento similar ao conferido para a mini GD remota. Ou seja,

pagamento tanto pelo uso da rede como consumo quanto como geração, abatido o montante referente à carga no local de produção que já teve seu pagamento como consumo. Dessa forma, haveria o pagamento da TUSD da energia consumida da rede pela unidade consumidora em outro local e também pela carga no próprio local da geração, mas também haveria o pagamento da TUSDg para a energia injetada na rede pela unidade de micro geração distribuída, abatido de eventual carga no próprio local da geração (uma vez que essa carga já paga TUSD).

3.2 Parques e Fazendas Solares

Outro ponto relevante a ser tratado refere-se à extensão do sistema de compensação dos empreendimentos levados a efeito por consórcios e cooperativas, com aproveitamento remoto.

Sem prejuízo de outras modalidades associativas que venham a ser previstas, entende-se que a mmGD nessas circunstâncias não deveria usufruir do sistema de compensação na mesma extensão do prosumidor individual, dado que, em tal modelo, a pessoa jurídica não é o consumidor, mas sim criada com o único fito de viabilizar a aplicação do sistema de compensação.

Devido às distorções do sistema de compensação atual, esses agentes têm atuado como comercializadores de energia, com a locação de usinas solares, transferindo os impactos para os demais consumidores.

A geração, nesse cenário, deveria se aproximar dos riscos habitualmente incorridos por outros agentes no ambiente de mercado de energia, sendo necessária a adequação da regulamentação para evitar que continuem ocorrendo essas distorções.

3.3 Período de Transição

Na minuta da Resolução, está sendo proposto um período de transição para a mudança de critério de compensação dos prosumidores com geração local.

Após a publicação da norma, a proposta é que a compensação da energia seja, durante um período de transição, pela Alternativa 2. Nessa alternativa do sistema de compensação, o valor líquido mensal de consumo e geração se aplica sobre toda a TE (inclusive encargos) e ainda a componente de encargos e perdas da TUSD. Não se aplicaria o sistema de compensação apenas para as componentes tarifárias TUSD Fio B e Fio A. Dessa forma, os prosumidores continuariam não pagando pelos encargos e perdas proporcionalmente ao efetivo uso da rede. Pela proposta da ANEEL esse

regime especial seria até que a potência instalada adicional atinja um gatilho de 4,7 GW, proporcionalizada pelo mercado de cada área de concessão.

Por essa proposta, novas instalações de mini e micro GD local continuariam a produzir sobre custos aos demais usuários da rede que inevitavelmente pagariam mais encargos e perdas que deixam de ser pagos pelos prosumidores.

Discordamos totalmente desse período de transição, uma vez que já foi demonstrado e reconhecido pela ANEEL a existência de subsídio cruzado, sem base legal, que com essa proposta estaria sendo ampliado para novas instalações de mmGD.

Os subsídios tarifários promovidos pela atual regulamentação já cumpriram seu objetivo e já impulsionaram o crescimento da mini e microgeração distribuída, provocando redução dos investimentos necessários para a geração solar e reduzindo o tempo de retorno. Além disso, conforme destacado no item I do Anexo I – Dos Aspectos Jurídicos, não há previsão legal para criação de tal subsídio.

Assim, entende-se que o período de transição não é necessário, e mantém uma sinalização inadequada para os novos investidores. Além disso, há dificuldades de implementação nos sistemas comerciais, pela existência simultânea de várias modalidades de tarifas para os prosumidores.

3.4 Direito Adquirido

A proposta da ANEEL colocada em audiência pública prevê a manutenção até 2030 do atual sistema de compensação, sobre toda a tarifa (TE + TUSD) tanto no caso de geração local quanto remota, para os prosumidores já existentes.

Se, por um lado, a proposta veiculada pela Agência representa a correção de distorções importantes, por outro entende-se que merece reparo a regra trazida na minuta de REN, no que tange à segurança jurídica.

Entende-se, em linhas gerais, que não há direito adquirido a um determinado modelo tarifário, porque se trata de regime jurídico superveniente, em relação de trato contínuo. Logo, não se deveria veicular regra de manutenção de vantagens individuais, ao longo de período próximo a uma década (considerando a perspectiva de aprovação da norma revisora da REN 482), sob pena de violação de entendimento pacífico em sentido inverso da jurisprudência do STF (ex vi de sua Súmula 27 e RE 428.815).

Nem se trataria de ato jurídico perfeito, visto que não há pacto celebrado com o prosumidor a respeito da permanência de tais vantagens, dentro de uma relação de trato contínuo.

Entretanto, caso a Agência entenda razoável a previsão de um período de transição, sob a perspectiva da estabilidade de condições do investimento realizado por aqueles que já instalaram a mini e microgeração – não se poderia, nessa hipótese, perpetuar a distorção que já se verifica.

De toda forma, não se verifica na proposta sob consulta qualquer previsão de ressarcimento aos agentes distribuidores ao longo de tal período proposto, que perfará, repita-se, um lapso em torno de uma década. Algo que não consideramos razoável, visto que a distorção já se faz sentir e impõe, de fato, perdas aos agentes,

Eventual preservação de situações preexistentes deverá levar em conta medidas compensatórias, pelas mesmas razões e fundamentos expostos nos capítulos anteriores.

Dessa forma, entende-se que a correção plena da distorção atual reclamaria a ausência de previsão de período de transição para as instalações existentes, aplicando-se a todos de imediato a regra nova. Em caráter subsidiário a esse pleito, eventual previsão de transição exigiria a nosso ver uma regra tendente a reequilibrar seus efeitos danosos do ponto de vista tarifário, saneando-os desde a futura edição da norma revisora da REN 482.

3.5 Compensação entre Concessões

Um dos pontos levantados na Nota Técnica nº78/2019 foi a possibilidade de alocação de créditos em diferentes áreas de concessão. A ANEEL cita várias dificuldades para implementação, desde questões jurídicas e técnicas, até complexidade de faturamento, diferença de preços de compra de energia entre distribuidoras e questões tributárias.

Conforme colocado pela Neoenergia no âmbito da CP 010/2018, entende-se que esses casos devem ser proibidos pela regulamentação de forma bastante clara, com referência direta, pois conforme mencionado na NT nº 016/2018-SRD/ANEEL que culminou no Despacho nº 334/2018 “ *não se justifica impor uma obrigação fora do seu contrato de concessão para atender aos anseios de um agente específico de ter unidades consumidoras com minigeração localizadas em*” um determinado estado compensando energia com outras unidades consumidoras situadas em outro.

Além dos problemas de ordem tributária, como dificuldades de arrecadação de PIS/Cofins entre diferentes distribuidoras, compensação financeira com diferentes tarifas por distribuidoras e questões técnicas e jurídicas relatados

pela ANEEL, ainda existiria problemas no balanço energético das empresas. Uma vez que o sistema de compensação não está incluído no balanço energético, as distribuidoras seriam beneficiadas em relação às perdas pela geração distribuída em outra área de concessão.

Um dos propósitos da micro e minigeração é que a geração e o consumo se dessem no mesmo local. Tanto as “fazendas solares” como a compensação entre concessões levam a investimentos em redes que estão sendo pagos por consumidores de regiões/concessões diversas, às vezes com prejuízo para os consumidores de ambos os lados.

No atual sistema de compensação adotado pela ANEEL não se vislumbra a possibilidade de realizar a compensação entre áreas distintas de concessão sem que haja grandes transtornos para as distribuidoras, com criação de obrigações desnecessárias e tornando a distribuidora um agente de compensação de créditos.

Essas questões podem ser solucionadas quando a ANEEL abandonar o sistema de compensação (*net metering*) e optar por um sistema adotado em outros países com a venda da energia gerada para a distribuidora local por um preço adequado estabelecido pelo regulador.

Em relação aos casos de atendimento precário, o texto da norma foi alterado para possibilitar o uso do excedente de energia em unidades consumidoras atendidas pela mesma distribuidora. Nestes casos, a Neoenergia entende que não há maiores problemas.

Por todas essas dificuldades, o grupo Neoenergia reafirma que não deve ser permitida a alocação de créditos entre distribuidoras.

3.6 Experiência Internacional

A proposta da ANEEL mantém o sistema de compensação, mecanismo que tem se demonstrado ineficaz em outros países, conforme demonstrado em recentes diretivas e tendências dos reguladores da Europa e EUA de não mais utilizar o *net metering*. A posição de algumas organizações internacionais (CEER, NARUC, UE) indicam que a compensação pelo saldo líquido não é uma regulação razoável para o sistema de autoconsumo de mini e micro geração.

Alguns dos países que tiveram de alterar a sua regulamentação sobre o autoconsumo são: EUA (Califórnia, Havaí, Maine, Nevada, Nova York, Connecticut), Alemanha, Reino Unido e Austrália.

Em todos esses casos, destaca-se a necessidade de estabelecer um marco regulatório que garanta o desenvolvimento sustentável e eficiente do autoconsumo, conhecido no Brasil como mmGD.

Em geral, na evolução das regulamentações, tem-se concluído que os clientes com autoconsumo devem pagar os custos do sistema em igualdade com os demais clientes usuários, evitando subsídios cruzados ineficientes. Os custos do sistema (uso de redes e encargos setoriais) devem continuar a ser financiados independentemente do nível de autoconsumo.

Além disso, estudos indicam o sistema de compensação provocam distorções de alocação, beneficiando consumidores de maior poder aquisitivo em detrimento dos consumidores de menor renda.

Um outro problema que ocorre no sistema de compensação, do ponto de vista do prosumidor, é que, sendo as tarifas de fornecimento de energia (tanto TUSD, quanto TE) diferenciadas entre as áreas de concessão, a aplicação de regras de compensação termina tornando não isonômico o tempo de retorno do investimento nas diferentes áreas de concessão. Verificando as tarifas publicadas pela ANEEL até 08/03/2019, dentre as distribuidoras, constata-se tarifas de fornecimento (B1, TUSD+TE) que variam entre R\$ 429/MWh e R\$ 706/MWh, bem como que a tarifa apenas de energia (TE), tem variações de R\$ 160/MWh até R\$ 349/MWh.

Ou seja, aplicar uma compensação por uma tarifa que não foi determinada especificadamente com essa finalidade, pode não trazer a rentabilidade adequada para os investimentos. Além disso, torna-se totalmente desigual, não isonômica, a vantagem de aderir ao sistema de compensação entre distintas áreas de concessão.

Por um lado, as distribuidoras precisam que ocorra o pagamento pelo uso da rede (TUSD), por outro lado, os prosumidores ao compensarem apenas o valor da tarifa de energia (TE), podem não obter um valor adequado pela geração, além do que tal tarifa tem variações significativas entre os estados.

Nesse sentido, alguns países estão abandonando o sistema de compensação, já considerado ultrapassado e sem eficácia, partindo para um sistema onde pelo lado do consumo, o prosumidor paga todos os custos pertinentes (TUSD + TE), não onerando demais consumidores e, pelo outro lado da geração, vende a energia para a distribuidora local por um preço adequado estabelecido pelo regulador. E com isso, esperam, inclusive, um aumento significativo da inserção de renováveis.

3.7 Déficit econômico e financeiro das Distribuidoras

O sistema de compensação teve início com a Resolução Normativa 482/2012, e desde os processos tarifários de 2016, a Neoenergia vem solicitando a recomposição da receita da TUSD da concessionária através de componente financeiro.

Conforme relatado anteriormente, tem-se observado um crescimento exponencial desse mercado de mini e microgeração, provocando perdas cada vez maiores às distribuidoras de energia.

Nesse sentido, a ANEEL reconhece que há um subsídio para estimular o crescimento da mini e microgeração distribuída, mas ainda propõe que seja mantido o benefício para os consumidores existentes por um longo período e não apresenta nenhuma proposta para equacionar déficit passado. Além disso, mesmo apresentando proposta de prorrogação de solução definitiva, com acionamento de gatilho de potência, também não apresenta proposta de equacionamento do déficit futuro das distribuidoras.

Dessa forma, a Neoenergia solicita que seja compensado o já reconhecido déficit das distribuidoras desde o início de aplicação do sistema de compensação e, eventualmente, até a mudança de aplicação das regras, nas quais venham a ser pagos os custos de uso do sistema de distribuição (TUSD).

3.8 Aspectos Técnicos e Comerciais do Acesso de Micro e Minigeração Distribuída

Foram observados aspectos que ainda carecem de maior esclarecimento ou de definição plena da regra a ser aplicada, dentre os quais se destacam:

- Prazo de reanálise de projetos de geração distribuída;
- Regulamentação de Fator de Dimensionamento do Inversor;
- MMGD com opção de faturamento em baixa tensão;
- Envio de informações no SisGD;
- Acesso às instalações para vistoria;
- Critérios de Proteção para Geração Distribuída;
- Ressarcimento de Danos Elétricos e Compensações por DRP e DRC;
- Prazos e etapas para conexão de micro ou minigeração em paralelo com o processo de ligação nova ou aumento de carga.

Na sequência serão abordadas questões relevantes sobre cada um destes aspectos.

a) Prazo de reanálise de projetos de geração distribuída

Entendemos que as reanálises enviadas devem se ater às correções solicitadas, entretanto, o que ocorre é que a maioria dos projetistas e consultores têm enviado a documentação completa novamente e em muitos casos até com modificações nas especificações técnicas dos equipamentos utilizados no projeto (se caracterizando como nova análise), levando à necessidade da distribuidora rever toda a documentação. Tal prática compromete com o prazo de reanálise conforme previsto no item 2.5.3 da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Além disso, existem projetos que são enviados para reanálise por até seis vezes, devido a reiterados erros do projetista/consultor. Nessa situação, não há prazo hábil para a distribuidora suspender o prazo de análise e retomá-lo a cada devolução do projeto. Sugere-se que uma vez detectadas inconformidades ou falta de documentação nos projetos, este seja reprovado e seu prazo reiniciado quando da devolução pelo cliente, da mesma forma prevista no art. 27-B da REN 414/2010, ou, alternativamente, caso todas as pendências listadas pela distribuidora não sejam solucionadas quando da primeira reanálise, o projeto seja reprovado, devendo o consumidor iniciar nova solicitação após a resolução das referidas pendências.

b) Regulamentação do Fator de Dimensionamento do Inversor

O Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico conforme equação abaixo:

$$FDI = \frac{P_{\text{inversor}}}{P_{\text{placas}}}$$

Atualmente, as distribuidoras possuem casos de FDI de 0,5 e até 2,7, o que foge do esperado e acarreta diversos problemas, como:

Razões de crítica para FDI < 0,75:

Subdimensionar o inversor com uma planta fotovoltaica maior que sua capacidade em corrente contínua, aumenta-se o nível de curto circuito e maior será a quantidade de potência cortada durante o clipping do inversor. O inversor, por trabalhar com um regime de “carga” elevada por uma grande quantidade de horas, principalmente nos períodos de maior irradiação, pode ter sua vida útil diminuída e estresse por excesso de temperatura em seus componentes internos, além da possibilidade de incêndio caso as proteções de temperatura do inversor não atuem.

Razões de crítica para FDI > 1,05:

Superdimensionar o inversor com uma menor potência em corrente contínua, contribui para um regime intermitente de ON/OFF de injeção de potência pelo

inversor. Essa condição de intermitência aumenta a Taxa de Distorção Harmônica na Rede da Distribuidora. Igualmente, a finalidade de geração distribuída ficará subdimensionada, não atingindo uma previsibilidade adequada devido ao baixo fator de capacidade do sistema distribuído.

Para ilustrar a situação, tem-se um caso no qual se trata de um cliente que solicitou a conexão de uma micro usina de 24,42 kWp e o inversor projetado possui potência nominal de 30 kW. Relação 22,8% maior. No escopo do memorial descritivo, deste consumidor, é descrito que os MPPT's não ocupados estão como reserva, induzindo à distribuidora pensar que a usina passará por uma expansão futura. Ocorre que a expansão somente seria possível se a unidade consumidora realizasse o aumento de potência disponibilizada e informasse à distribuidora.

Os possíveis impactos que podem ser visualizados inicialmente são:

A grande margem de potência da geração para a potência nominal do inversor faz com que após a vistoria o cliente tenha a possibilidade de instalar à revelia mais módulos fotovoltaicos com o intuito de aumentar sua geração. Contudo, esse aumento pode não ser comportado pela atual rede que chega à unidade consumidora.

O cliente pode estressar o transformador em fluxo reverso por alterar sua potência de geração, não prevista e não aprovada pela distribuidora.

Um inversor muito maior que a potência de geração injeta harmônicos na rede, o que pode prejudicar consumidores que possuam máquinas rotativas, geradores, transformadores, equipamentos eletrônicos, etc.

O FDI não consta em normativo nacional. Porém do ponto de vista técnico é essencial que seja regulamentado e respeitado para um dimensionamento seguro do sistema de geração distribuída.

c) MMGD com opção de faturamento em baixa tensão

A opção de faturamento com aplicação da tarifa do grupo B é disponibilizada a unidades consumidoras conforme previsto no art. 100 da REN 414/2010. De acordo com este regulamento, existe a opção de faturamento como grupo B para unidades consumidoras localizadas em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores. Quando por exemplo, um hotel com opção tarifária pelo grupo B e transformador de 500kW solicita inserção no sistema de compensação através da instalação de uma usina de minigeração, entende-se que este terá como potência disponibilizada a potência do transformador que lhe atende, uma vez que não

há demanda contratada. Ocorre que, quando a geração for igual ou maior que o consumo de energia, este consumidor deverá pagar o custo mínimo. Como sua opção tarifária é do grupo B, caberá o pagamento de montante equivalente ao custo de disponibilidade para consumidores trifásicos, ou seja, 100 kWh. Este valor não remunera a distribuidora devidamente pelos custos de manutenção da rede com a movimentação de tal montante de energia. Além disso, entende-se que o princípio da isonomia previsto no art. 53-V é ferido quando o consumidor possui o benefício de ser tarifado como grupo B e a possibilidade de gerar energia como unidade consumidora do grupo A (acima de 75 kW). Nesse sentido, é importante a restrição ao consumidor titular de minigeração ao enquadramento no Grupo A, sendo vedada a opção de faturamento com aplicação de tarifa do grupo B.

d) Envio de informações no SisGD

Atualmente, o cadastro de consumidores na plataforma da ANEEL é feito de forma individual, ou seja, a distribuidora preenche o cadastro de cada consumidor individualmente com suas características no sistema SisGD disponibilizado pela ANEEL. Tal cadastro individual vem se tornando um desafio para as distribuidoras em virtude da crescente quantidade de clientes conectados ao sistema em um único mês. Dessa forma, sugere-se adotar o envio massivo de informações, da mesma forma que ocorre com outros dados disponibilizados mensalmente à ANEEL, como informações de interrupções, DMR, entre outros.

e) Acesso às instalações para vistoria

Devido à dificuldade de acesso às instalações para vistoria, sugere-se que fique claro no regulamento o dever do consumidor em garantir o acesso a todos os componentes da instalação.

f) Critérios de proteção para Geração Distribuída:

Para os critérios para o acesso de minigeração, a Seção 3.7, referente ao Acesso de Micro e Minigeração Distribuída do Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) remete à seção 3.2, Critérios Técnico Operacionais, que, por sua vez, remete à Seção 3.3 (Requisitos de Projeto). Nesta, são estabelecidos os critérios de proteção conforme a seguir:

5.4.8. Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monoplares entre o disjuntor de entrada e os geradores.

5.6.2. O transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto

5.8. Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.

Vistos os direcionamentos supracitados, tais regras também deveriam ser aplicadas à minigeração, porém não está claro este entendimento no regulamento atual. Com isso, sugere-se esclarecer se os critérios supracitados (itens 5.4.8, 5.6.2 e 5.8) devem ser aplicados para minigeração, ou ainda, estabelecer de forma clara quais os critérios de proteção devem ser adotados para geração distribuída.

Quanto à aplicação de Dispositivo de Corte Visível – DSV, sugere-se para minigeração com potência superior a 500 kW a utilização do DSV associado a elemento de abertura e fechamento remoto, telecomandado pelo Centro de Operação da Distribuição – COD da concessionária local.

Dependendo da topologia manobrada a que o sistema estiver submetido durante uma ocorrência ou contingência, a geração de usinas com potência entre 500kW e 5MW pode causar um aumento no nível de tensão do circuito, podendo ocasionar tensões acima da faixa adequada e em alguns casos até o rompimento do isolamento de componentes, com consequências de danos elétricos.

Este fenômeno prejudica não apenas os demais consumidores supridos pelo mesmo circuito que não se beneficiam com compensações de energia, mas também a Distribuidora, que arca com os ressarcimentos de danos elétricos.

g) Ressarcimento de Danos Elétricos e Compensações por DRP e DRC

O Módulo 8 do PRODIST define que a tensão padronizada em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, classificando-se entre precária, crítica e adequada. Portanto, é dever também dos geradores distribuídos, por meio do controle de seus inversores e demais equipamentos, manter o nível de tensão regime permanente dentro dos padrões adequados.

Atualmente, existem, nas distribuidoras, casos em que consumidores com geração distribuída realizam reclamações de nível de tensão e solicitam compensações e ressarcimento de danos relacionados à alta tensão no ponto de entrega. Ocorre que, muitas vezes, após a investigação da distribuidora, conclui-se que tal nível de tensão elevado é causado pela

própria geração do consumidor. Foi verificada a ocorrência de tal situação em uma das distribuidoras do grupo Neoenergia, em que um consumidor teve diversos equipamentos queimados em sua residência, e após solicitar medição pela distribuidora, foi detectado que o nível de tensão elevado atingia apenas sua residência – não abrangendo demais vizinhos - e ainda que, este nível elevado ocorria apenas enquanto sua usina fotovoltaica encontrava-se ligada, levando à conclusão de que a tensão elevada era causada pela geração do consumidor. Dessa forma, sugere-se esclarecer no regulamento a não responsabilidade da distribuidora quanto ao ressarcimento de danos materiais ou a compensação por DRP e DRC, nos casos em que forem confirmados os distúrbios ocorridos são devidos às instalações de geração do consumidor.

Em acréscimo, para as situações em que o nível de tensão elevado verificado gerar distúrbios no sistema elétrico afetando unidades consumidoras vizinhas, sugere-se explicitar em regulamento específico a possibilidade de exigência, por parte da distribuidora, do ressarcimento pelo consumidor dos danos aos equipamentos elétricos acarretados a outros consumidores devido a sua geração distribuída, conforme o previsto no inciso II do Art. 164 da Resolução Normativa nº 414/2010.

Para evitar que problemas como os citados anteriormente ocorram, sugere-se, ainda, que se faça explícito na regulamentação que os consumidores detentores de instalações de geração distribuída devem garantir que seus equipamentos controlem os níveis de tensão, frequência e corrente de modo a obedecer aos níveis de tensão adequados e padrões de qualidade de energia descritos no PRODIST.

h) Prazos e etapas para conexão de micro ou minigeração em paralelo com o processo de ligação nova ou aumento de carga

Estabelecer de forma objetiva quais etapas e prazos devem ser seguidos quando o consumidor solicita, em paralelo, uma ligação nova ou aumento de carga associada à conexão de um micro ou minigerador. Para isto, deve ser levado em consideração que, conforme artigo 27-B da REN 414/10, o prazo para análise de projeto elétrico necessário para possibilitar a ligação nova ou aumento de carga de unidade consumidora é de 30 (trinta) dias. Assim, é importante que esteja explícito no regulamento se a solicitação de acesso referente à geração distribuída só pode ser apresentada pelo cliente após aprovação do projeto referente ao padrão da unidade consumidora e quais prazos devem ser considerados.

3.9 Conclusão

Diante do exposto, as propostas apresentadas pela ANEEL nesta Consulta Pública atendem parcialmente às expectativas das distribuidoras e dos consumidores convencionais, e ainda precisam de alguns ajustes de forma que não acarrete em mais ônus para as distribuidoras e continue promovendo uma situação desequilibrada e dando uma sinalização incorreta aos prosumidores.

4 Proposta da Neoenergia

Tendo em vista o atual contexto e as minutas da Resolução Normativa nº 482/2012 e do Submódulo do PRODIST propostos pela ANEEL no âmbito desta Consulta Pública, o Grupo Neoenergia apresenta a seguir suas propostas.

Em função dos subsídios com regras excessivamente benéficas para os prosumidores associados a redução crescente de custos e maior retorno dos investimentos, têm proporcionado uma maior inserção da geração distribuída no país, mas também prejuízos às distribuidoras e consumidores convencionais. Dessa maneira, a Neoenergia solicita que a alteração das regras do sistema de compensação seja realizada de forma imediata, com a publicação da norma, sem utilização do período de transição e sem a manutenção do atual sistema de compensação para prosumidores existentes.

Em relação aos mini e microgeradores existentes até a publicação da pretendida revisão da REN 482, a Neoenergia entende que não há direito adquirido em função de mudança de regime jurídico tarifário, ainda mais em se considerando que a MMDG jamais foi amparada em ajuste contratual, sempre limitando-se ao regulamento. Assim solicita-se que, caso a ANEEL decida manter as regras atuais de compensação para os prosumidores existentes, que se preveja ressarcimento dos prejuízos às distribuidoras.

Para o caso da microgeração remota ainda é necessário estabelecer aprimoramentos, de forma que não haja distorções e tentativas de divisão de centrais geradoras para enquadramento no sistema de compensação com faturamento em baixa tensão sem a cobrança de demanda contratada. Neste caso, solicita-se que haja cobrança da TUSDg para a unidade de geração também no caso da baixa tensão (a exemplo do que foi proposto para a minigeração).

Adicionalmente, a Neoenergia sugere que seja prevista uma evolução do sistema de compensação, e avaliada proposição de política energética (projeto de Lei ou medida provisória), no sentido do estabelecimento de uma tarifa de geração específica, de forma que toda a energia gerada seja adquirida pela Distribuidora. Este tipo de regulamentação ocorre atualmente em diversos países, cumprindo o papel de estimular a atividade de autoconsumo (renovável) de maneira isonômica e mais proporcional aos benefícios para os mini e microgeradores.

A Neoenergia entende que esse movimento, alinhado com as diretrizes setoriais, traz maior sustentabilidade para a indústria de micro e mini geração, reduzindo sua oposição pela sociedade, expressa na restrição aos aumentos tarifários, sendo, no longo prazo, a melhor alternativa para os agentes dessa indústria e o setor elétrico como um todo.

Além disso, a opção de utilização desse sistema adotado em outros países com a venda da energia gerada para a distribuidora local por um preço adequado estabelecido pelo regulador permitiria a alocação da energia gerada pelos prosumidores entre diferentes áreas de concessão.

Por fim, caso a ANEEL entenda que deva manter o subsídio de forma a estimular ainda mais a mmGD, deve prever que sejam destinados encargos da CDE para cobertura desses custos, o que tornaria essa política mais em conformidade com a legislação setorial vigente. Alternativamente, pode ser criado um componente financeiro nas tarifas de distribuição, ou ainda explicitar o subsídio cruzado na tarifa, evitando ainda mais prejuízos às distribuidoras.

De qualquer forma, é importante que a ANEEL reconheça a perda de receita pelas distribuidoras desde a implantação do sistema de compensação e até que sejam corrigidas todas as distorções e seja compensada como um componente financeiro, pois tais impactos não foram decorrentes de risco natural de mercado.

Em relação aos aspectos técnicos e comerciais de acesso dos Mini e Microgeradores, seguem as contribuições nos textos propostos:

REN 482/12		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Art 2º. VII – geração compartilhada: caracterizada	Art 2º. VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de	Manter o texto original reforçando que não há a possibilidade de compensação do excedente de energia em

<p>pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa ou condomínio voluntário, composta por pessoas físicas ou jurídicas, que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que receberão excedentes de energia</p>	<p>consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;</p>	<p>unidades consumidoras de outra área de concessão.</p>
<p>Art 2º.VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que receberão excedentes de energia;</p>	<p>Art 2º. VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.</p>	<p>Manter o texto original reforçando que não há a possibilidade de compensação do excedente de energia em unidades consumidoras de outra área de concessão.</p>

<p>Art 2º. XI – crédito de energia: excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi gerado, sendo alocado para os ciclos de faturamento subsequentes.</p>	<p>Art 2º. XI – crédito de energia: excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado, sendo alocado para os ciclos de faturamento subsequentes.</p>	<p>Padronização dos conceitos, uma vez que geração é o volume produzido na central geradora e injetado é o excedente não utilizado e disponibilizado na rede.</p>
<p>-</p>	<p>Art. 2º. Novo Inciso: Carga Própria: carga constituída pelas parcelas referentes a:</p> <p>a) demanda de potência interna à usina, incluindo serviços auxiliares e infraestrutura local;</p> <p>b) perdas elétricas em instalações de interesse restrito;</p> <p>c) eventual carga diretamente conectada à central geradora, desde que pertencente à mesma pessoa jurídica e existente no mesmo local ou em área contígua à área da central geradora;</p>	<p>Inserir definição de carga própria na REN 482/12.</p>
<p>Art. 4º, §5º Para a solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência instalada de unidade consumidora com microgeração ou</p>	<p>Art. 4º, §5º Para a solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência instalada de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, deve-se observar os procedimentos estabelecidos na</p>	<p>Estabelecer de forma objetiva a etapas que devem ser seguidas para solicitação de fornecimento inicial ou aumento de carga associada a uma micro ou minigeração distribuída.</p>

<p>minigeração distribuída, deve-se observar os procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.</p>	<p>Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.</p> <p>I- No caso de necessidade de apresentação de projeto elétrico, conforme previsto no artigo 27-B da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, a solicitação de acesso só poderá ser apresentada pelo consumidor após a aprovação do projeto das instalações de entrada de energia da unidade consumidora e das demais obras de responsabilidade do interessado.</p>	
<p>Art 4º. §5º-A. Para os casos de que trata o §5º, aplicam-se os maiores prazos dentre os estabelecidos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, incluindo eventual execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414/2010, sendo vedada a acumulação de</p>	<p>Art 4º. §5º-A. Para os casos de que trata o §5º, aplicam-se:</p> <p>I – Emissão do Parecer de Acesso: os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST;</p> <p>II – Vistoria e aprovação do ponto de conexão da unidade consumidora e geradora: os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST;</p> <p>III – Execução de obras: os prazos previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9</p>	<p>Os prazos de inspeção e conexão previstos na REN 414/10 são em dias úteis. Para inspeção em área rural (5 dias úteis, conforme artigo 30) pode ocorrer deste prazo ser maior do que os 7 dias corridos previstos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. A não definição exata de qual prazo deve ser seguido irá ocasionar uma dificuldade maior na gestão e controle do processo.</p>

<p>prazos dos dois regulamentos.</p>	<p>de setembro de 2010;</p> <p>IV – É vedada a acumulação de prazos dos dois regulamentos.</p>	
<p>Art. 7º, §2º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia conforme as disposições deste artigo, estabelecendo o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento.</p>	<p>Art. 7º, §2º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia conforme as disposições deste artigo, optando entre a modalidade de ordem de prioridade para o recebimento ou percentual alocado para cada unidade consumidora beneficiária.</p>	<p>Tornar texto mais claro, evidenciando a opção do consumidor por uma das duas modalidades de distribuição de excedentes de energia possíveis.</p>
<p>-</p>	<p>Art. 7º, Novo parágrafo: A modalidade de distribuição de excedentes de energia, a que se refere o §2º, deve ser alterada a pedido do consumidor, desde que a alteração precedente tenha sido anterior aos 12 (doze) últimos ciclos de faturamento, respeitando ainda a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação;</p>	<p>Sendo possível a distribuição por ordem de prioridade ou percentual, faz-se necessário a limitação da quantidade de alterações entre tais modalidades, devido às adequações necessárias em sistema em decorrência de cada modificação.</p>

<p>Art. 7º, §6º O excedente de energia e o crédito de energia alocados para determinada unidade consumidora não podem ser posteriormente realocados para outra unidade.</p>	<p>Art. 7º, §6º O excedente de energia e o crédito de energia alocados para determinada unidade consumidora não podem ser posteriormente realocados para outra unidade, à exceção dos casos de encerramento contratual e desde que para o mesmo titular.</p>	<p>Aproveitamento dos créditos constituídos e inibição de reclamações e ou processos judiciais decorrentes.</p>
<p>Art. 7º-A, §4º Das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, deve-se cobrar, no mínimo, os valores mínimos faturáveis estabelecidos na regulamentação vigente.</p>	<p>Art. 7º-A, §4º Das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, deve-se cobrar, no mínimo, os valores mínimos faturáveis estabelecidos na regulamentação vigente. Para as unidades optantes pela tarifa branca deverá haver a cobrança referente ao custo de disponibilidade com base na tarifa convencional monômia e tipo de ligação.</p>	<p>Deixar claro como deve ser a cobrança da disponibilidade para aquele consumidor que possui microgeração e opta pela tarifa branca.</p>
<p>Art. 7º-D, §2º As disposições deste artigo também se aplicam aos empreendimentos que tenham protocolado, até a data de publicação desta Resolução, solicitação de acesso contendo todos os documentos listados na</p>	<p>Art. 7º-D. §2º As disposições deste artigo também se aplicam aos empreendimentos que tenham protocolado, até a data de publicação desta Resolução, solicitação de acesso contendo todos os documentos listados na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, aprovados pela distribuidora, respeitando os prazos</p>	<p>É necessário esclarecer que as condições serão aplicadas somente às solicitações de acesso que forem aprovadas, cuja data de protocolo seja anterior à publicação da resolução, respeitando a possibilidade e prazo de correção de projetos definida na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, de modo a evitar possíveis questionamentos quanto a projetos que estejam em desacordo com as exigências da regulamentação e percam o prazo para correção</p>

Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.	de análise e correção de projeto, conforme seção 3.7 do PRODIST.	ou não atendam ao apontado pela distribuidora.
<p>Art. 7º-D, §3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:</p> <p>I – aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;</p> <p>II – troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração;</p> <p>III – encerramento da relação contratual com a distribuidora; ou</p> <p>IV – comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor.</p>	<p>Art. 7º-D, §3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:</p> <p>...</p> <p>V – alteração da modalidade da geração.</p>	<p>Há muitas situações nas quais são solicitadas conexões de geração local sem carga associada para posterior aluguel para outros clientes, modificando a modalidade para autoconsumo remoto. Esta sugestão visa evitar a conexão de empreendimentos cuja compensação de energia elétrica não irá ocorrer de forma imediata.</p>
REN 414/10		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Art. 2º, LX –	Art. 2º, LX – Potência	As unidades monofásicas e

<p>Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:</p> <p>a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e</p> <p>b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-</p>	<p>disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:</p> <p>a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e</p> <p>b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases , expressa em quilovolt-ampère (kVA), e o fator de potência, à ser definido pela concessionária, expressa em quilowatts (kW).</p>	<p>bifásicas são calculadas a partir da carga instalada, expressa em quilowatts (kW). As unidades trifásicas são calculadas pela demanda, expressa em quilovolt-ampère (kVA). Logo deverá ser definido o valor padrão para à conversão, já que o próprio formulário de solicitação de acesso, item 3 – Dados da Geração, a potência instalada de geração é expressa em quilowatts (kW).</p>
--	---	---

ampère (kVA).		
-	<p>Art. 30:</p> <p>§5º Caso a solicitação de fornecimento ou aumento de carga da unidade consumidora esteja associada à conexão de uma micro ou minigeração distribuída, devem ser seguidos os prazos previstos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.</p>	<p>Adequar o texto conforme sugestão do art. 4º, §5º-A da REN 482/12.</p>
<p>Art. 31, Parágrafo único. Os prazos fixados neste artigo devem ser contados a partir da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares</p>	<p>§1º. Os prazos fixados neste artigo devem ser contados a partir da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares pertinentes.</p> <p>2º Caso a solicitação de fornecimento ou aumento de carga da unidade consumidora esteja associada à conexão de uma micro ou minigeração distribuída, devem ser seguidos os prazos previstos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.</p>	<p>Adequar o texto conforme sugestão do art. 4º, §5º-A da REN 482/12.</p>
Seção 3.7, Módulo 3 do PRODIST		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-	<p>2.5.3.1 A inobservância do prazo ou não correção de todas as pendências listadas pela distribuidora, estabelecidos no item</p>	<p>Inclusão de item para esclarecer que, caso o prazo não seja observado ou as pendências não sejam solucionadas por completo, a distribuidora poderá negar a</p>

	<p>2.5.3 implica em perda das condições de conexão estabelecidas no protocolo da solicitação, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes.</p>	<p>solicitação de acesso, devendo o interessado iniciar nova solicitação.</p>
<p>2.4.5-A. A distribuidora deve notificar o acessante, em até 5 (cinco) dias após o recebimento da solicitação de acesso, sobre todas informações pendentes, podendo o acessante realizar uma nova solicitação de acesso após a regularização das pendências identificadas.</p>	<p>2.4.5-A. A distribuidora deve notificar o acessante, em até 5 (cinco) dias após o recebimento da solicitação de acesso, sobre todas informações e documentos pendentes, podendo o acessante realizar uma nova solicitação de acesso após a regularização das pendências identificadas.</p>	<p>Deixar o texto mais claro.</p>
<p>Seção 1.2, Módulo 1 do PRODIST</p>		
<p>TEXTO/ANEEL</p>	<p>TEXTO/INSTITUIÇÃO</p>	<p>JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO</p>
<p>-</p>	<p>2.X. Energia injetada: montante de energia ativa fornecida ao sistema de distribuição por</p> <p>unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída</p>	<p>Atualizar glossário conforme definições inseridas da REN 482/12</p>

-	<p>2.X. Excedente de energia: diferença positiva entre a energia injetada e a consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente de energia pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição, à critério do consumidor;</p>	<p>Atualizar glossário conforme definições inseridas da REN 482/12</p>
-	<p>2.X. Carga Própria: carga constituída pelas parcelas referentes a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) demanda de potência interna à usina, incluindo serviços auxiliares e infraestrutura local; b) perdas elétricas em instalações de interesse restrito; c) eventual carga diretamente conectada à central geradora, desde que pertencente à mesma pessoa jurídica e existente no mesmo local ou em área contígua à área da central geradora; 	<p>Atualizar glossário conforme sugestão para a REN 482/12.</p>

ANEXO I – DOS ASPECTOS JURÍDICOS

I. PRINCÍPIO DA LEGALIDADE

A proposta trazida pela CP merece o apoio da sociedade, posto que corretiva de um vício insanável contido na conformação atual do SCEE, trazida pela REN 482. É possível concluir, sem necessidade de maiores investigações, que a compensação denominada *net metering*, ou seja, através de mero encontro de contas entre energia consumida e injetada, tem como implicação direta a concessão de um subsídio ao referido cliente, em detrimento de um acréscimo no custeio – e, portanto, na tarifa – dos demais, o que caracteriza o denominado subsídio cruzado, pelo qual um conjunto de consumidores custeia o benefício de outro.

Assim se afirma em razão da estrutura tarifária vigente. A simples compensação volumétrica de energia faz com que o prosumidor deixe de arcar com a tarifa incidente sobre a parcela injetada, na qual se incluem a parcela relativa ao uso da rede, ou tarifa “de fio”, além de encargos setoriais destinados, por lei, a custear despesas fixadas nos instrumentos legais de política tarifária. Tais despesas, em função da sua metodologia de cálculo, por seu turno serão repassadas aos demais consumidores, encarecendo a sua tarifa em termos gerais.

Dessa forma, não é desarrazoado sustentar que a sistemática de compensação volumétrica trouxe, a rigor, uma inovação em termos de política tarifária, dado que os prosumidores deixarão de arcar com parcelas que lhe incumbiriam, e das quais não poderiam restar isentos a partir de uma tarifação convencional. A política tarifária reclama reserva legal, na dicção do inciso III do Parágrafo Único do art. 175 da Constituição, **in verbis**:

Art. 175 – Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

(...)

Parágrafo Único – A lei disporá sobre:

(...)

III. Política tarifária;

Atenta ao Princípio Constitucional, a Lei nº 9.074 dispôs expressamente que:

Art. 35 – A estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente, fica condicionada à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Dessa forma, entende-se que os efeitos da compensação volumétrica, dada a atual estrutura tarifária, criam um subsídio à margem de previsão legal, o que impõe o aprimoramento do regime de compensação, para que dele se exclua o valor da tarifa de uso do sistema, preservando-a como devida pelo prosumidor, tendo em vista, inclusive, que este utiliza a rede em maior escala do que um mero consumidor regular, dada a injeção de energia que promove.

De fato, a benesse gerada pela compensação volumétrica de energia, além da ausência de previsão legal que, por si só, já seria suficiente a considerá-la indevida, não se emoldura em nenhuma das características exigidas pela Lei, ou seja, nem há rubrica específica na CDE a custeá-la, tampouco se adota uma revisão tarifária, como adiante se verá em detalhe.

A respeito do tema, pode-se ainda afirmar a existência de afronta, em tese, do artigo 13 da Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987), ora transcrito:

Art. 13 – As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

É fato que o ganho auferido pelo prosumidor, a partir da compensação volumétrica, não decorre de características técnicas ou mesmo de custos específicos em relação a outras unidades consumidoras, mas sim de uma escolha unilateral deste em adotar a mini ou microgeração distribuída.

Em outras palavras, torna-se uma apropriação do empreendimento feito pelo particular, sob custeio alheio, seja do universo de consumidores que não adotaram tal modalidade, ou mesmo do agente de distribuição.

Portanto, ao justificar a diferenciação tarifária em razão de peculiaridades técnico-econômicas, obviamente está a vedá-la, ainda que como efeito, em situações nas quais a diferenciação não se enquadre em um dos dois discrimens legais.

Por fim, nota-se que o benefício em tela não poderia ser enquadrado na hipótese prevista no §1º do artigo 26 da Lei nº 9.427, que trata do desconto na tarifa de uso do sistema, eis que o benefício para os prosumidores não advém de tal rebaixa no preço, devidamente faturada, assim como a perda de arrecadação representada para o distribuidor não encontra rubrica de custeio na CDE.

Em suma, por todos os ângulos que se examine a questão, entende-se que a permanência do regime atual estaria eivada de vício quanto à sua legalidade.

II. EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Para além da questão envolvendo a reserva legal, a sistemática proposta representa avanço inegável, posto que, a se manter a regra atualmente vigente da REN 482, considerando a inevitável expansão da mini e microgeração distribuída, acabar-se-ia por criar situação inusitada do ponto de vista jurídico, qual seja a aquisição compulsória de energia fora das hipóteses previstas na Lei nº 10.848, em modalidade na qual o risco para o gerador é inexistente, restando integralmente alocado no agente de distribuição, seja quanto à perda de receita decorrente da compensação volumétrica, seja ainda no que tange a eventuais efeitos técnicos sobre a qualidade de distribuição da energia, ou mesmo quanto à sua contabilização para fins de eventual caracterização de sobrecontratação involuntária.

Dessa forma, trata-se de modalidade incentivada de geração cuja adoção em larga escala reclamaria, a rigor, a recomposição tarifária extraordinária do agente de distribuição, conforme prevê o §4º do art. 9º da Lei nº 8.987, visto que tal perda de receita não poderia, sob nenhuma hipótese, ser qualificada como **álea ordinária**, eis que:

- a) A perda de receita dela decorrente não tem por origem uma variação típica de mercado, mas sim uma escolha do cliente, amparada em regulamentação expressa; e
- b) Trata-se de obrigação econômico-financeira alheia às previsões dos contratos de concessão.

Portanto, é possível concluir que, ademais do vício de legalidade, a manutenção da sistemática tal como vigente traria como consequência a necessária recomposição tarifária dos agentes de distribuição, visto que, sem prejuízo da previsão legal contida no §4º do art. 9º da LGC, o seu §3º é igualmente eloquente ao dispor sobre a necessidade de correção da tarifa quando de impacto em sua arrecadação decorrente da criação de encargos.

III. DIREITO ADQUIRIDO E SEUS EFEITOS

Por fim, se por um lado a proposta veiculada pela Agência representa a correção de distorções importantes, por outro entende-se que merece reparo a regra trazida na minuta de REN, no que tange à segurança jurídica.

Entende-se, em linhas gerais, que não há direito adquirido a um determinado modelo tarifário, porque se trata de regime jurídico superveniente, em relação de trato sucessivo. Logo, não se aplicaria a regra de manutenção de vantagens individuais em caráter perpétuo, sob pena de violação de entendimento pacífico em sentido inverso da jurisprudência do STF (**ex vi** de sua Súmula 27 e RE 428.815). Nem se trataria de ato jurídico perfeito, visto que não há pacto celebrado com o prosumidor a respeito da permanência de tais vantagens, dentro de uma relação de trato contínuo.

Mostra-se possível, entretanto que a Agência, sensível aos investimentos já realizados em época recente pelos consumidores, preveja, de forma discricionária e dentro de critérios de razoabilidade, um período de transição para a migração ao novo sistema proposto. Um cuidado regulatório em prestígio da estabilidade para os investidores – que, contudo, não pode perpetuar uma distorção.

No entanto, não se verifica na proposta sob consulta qualquer previsão de ressarcimento aos agentes distribuidores ao longo de tal período, que perfará, seguramente, um lapso em torno de uma década. Algo que não consideramos razoável, visto que a distorção se faz sentir, impõe perdas aos agentes, e o saneamento proposto no modelo deve ser sentido de imediato pela sociedade. Eventual preservação de situações preexistentes deverá levar em conta medidas compensatórias, pelas mesmas razões e fundamentos expostos nos capítulos anteriores.



Contribuição CP 025/2019 – Aprimoramento das Regras do Sistema de Compensação de Mini e Microgeração Distribuída

Dessa forma, entende-se que a correção plena da distorção atual reclamaria, para a transição, uma regra tendente a reequilibrar seus efeitos danosos do ponto de vista tarifário, saneando seus efeitos desde a futura edição da norma revisora da REN 482.