

# **CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE CONSULTA PÚBLICA nº 129/2022/MME**

---

## **Microgeração e Minigeração Distribuída Diretrizes para valoração de custos e benefícios, conforme a Lei nº 14.300/2022**

---

**Julho de 2022**

## SUMÁRIO EXECUTIVO

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) vem, no âmbito do processo de Consulta Pública MME nº 129/2022 (CP 129), que busca definir as diretrizes para valoração de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), de que trata o art. 17, §2º, da Lei nº 14.300/2022, apresentar suas contribuições conforme documento anexo.

Inicialmente a ABRADEE parabeniza a iniciativa do MME pelo processo de participação pública sobre um tema de extrema relevância social, o que já incluiu, desde a abertura, insumos técnicos apresentados pelo regulador, planejador, operador do sistema e operador de mercado. Como se demonstrará no conteúdo deste documento, as conclusões e preocupações colocadas pela ANEEL, EPE, ONS e CCEE estão em linha com as simulações e apontamentos realizados por esta Associação.

A seguir traz-se a estrutura do documento, contendo o resumo de cada capítulo e as diretrizes sugeridas pela ABRADEE, as quais derivam das análises e simulações efetuadas.

O primeiro capítulo apresenta uma contextualização sobre as discussões em torno da evolução do *Net Metering*, com início em 2012, especialmente aquelas relacionadas aos subsídios e transferências de custos aos não adotantes do mecanismo, que resultaram na Lei nº 14.300/2022, marco legal da MMGD.

O segundo capítulo traz as considerações sobre os custos e benefícios da MMGD<sup>1</sup>, sejam de caráter geral e específico para cada tipo de impacto (geração – oferta e expansão, redes de distribuição e redes de transmissão – ambos tratando sobre as questões associadas às perdas técnicas e investimentos).

Como pano de fundo do capítulo, entende-se que a realização de quaisquer diretrizes sobre a aferição dos custos e benefícios da MMGD devem se fundamentar nos seguintes tópicos principais:

1. Metodologias transparentes, objetivas e que possam ser reproduzidas pelos agentes;
2. Foco nos impactos diretos da MMGD nas externalidades ao sistema elétrico e agentes;
3. Cuidado para que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e benefícios;
4. Experiências internacionais e melhores práticas;
5. Simulações prévias, reiteradas e sequenciais, utilizando modelos consistentes, difundidos e auditáveis.

Adicionalmente, foram apontadas quais hipóteses de “senso comum” devem ser evitadas ao se mensurar os efeitos da difusão de sistemas de MMGD.

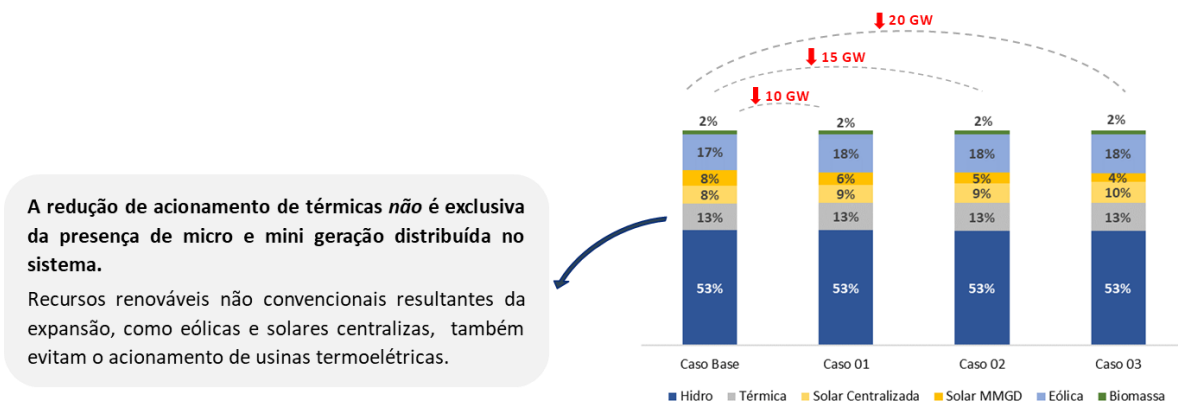
**No caso da geração, o senso comum a ser evitado é o de que a inserção de MMGD necessariamente reduz a geração termelétrica**, seja sua expansão, seja sua operação. O equívoco no “senso comum” advém da premissa adotada de que a MMGD irá substituir geração

---

<sup>1</sup> Há ainda um Anexo em que se apresenta a Experiência Internacional relatando como o processo se desdobrou nos países com maior difusão de MMGD.

termelétrica, o que não é adequado. Nesta linha inclusive está a contribuição da EPE<sup>2</sup> e o resultado das simulações que demonstram que a redução da inserção de GD reduz os custos totais do sistema (expansão e operação), na medida em que a otimização resulta em um mix com maior geração centralizada fotovoltaica – sem mudanças significativas na geração termelétrica, conforme Figura 1.

**Figura 1 – Simulação da Composição de Fontes na Operação do SIN – análise de sensibilidade para diferentes cenários de penetração da MMGD**



No caso da distribuição o “senso comum” trazido é o de que necessariamente a MMGD reduziria perdas técnicas e postergaria investimentos na rede. Tais pontos não são intuitivos e as devidas simulações apontam que, dada a heterogeneidade das redes e das condições operativas, decorrentes da inserção de MMGD, pode ocorrer até o resultado inverso. Além disso, a existência de geração e autoconsumo em parte do dia não garante que estes ocorrerão simultaneamente com os horários de pico do sistema e tampouco que sejam capazes de eliminar a necessidade de novos investimentos, tendo em vista a intermitência e imprevisibilidade da geração (condições meteorológicas adversas, por exemplo).

No caso da transmissão o “senso comum” é quase idêntico ao da distribuição: MMGD reduziria perdas técnicas e postergaria investimentos na rede. Também neste caso, ressalta-se que não há verdade absoluta sem a realização das devidas simulações, uma vez que o sistema de transmissão do SIN demanda análise das variáveis com níveis de discretização temporal, para avaliação dos impactos, que deverão considerar a integração dos sistemas de distribuição aos de rede básica.

<sup>2</sup> Ao citar a necessidade de mecanismo de contestação de valor: “Para além do cálculo administrativo do valor dos recursos distribuídos, destaca-se também o papel dos mecanismos competitivos que garantam a contestabilidade dos mercados para a participação de recursos distribuídos. Nesses mercados, a remuneração dos acessantes e provedores serviços sistêmicos deve ser o estímulo para a entrada de novos recursos. Idealmente, a contestabilidade deve ocorrer não só pela competição entre recursos de geração, mas também pela combinação de quaisquer outros recursos, buscando-se o menor “custo global”.

Seja no caso das perdas, seja no caso dos investimentos, o entendimento da EPE<sup>3</sup>, ANEEL<sup>4</sup> e ONS<sup>5</sup> está alinhado, qual seja, de que não são conhecidos os efeitos da inserção de MMGD, os quais podem, até mesmo, antecipar investimentos ou aumentar perdas técnicas.

O terceiro capítulo contempla as **questões associadas ao equilíbrio econômico-financeiro das concessões de distribuição, as quais devem compor as diretrizes a serem definidas**. Assim, há que ser concedido o devido reconhecimento tarifário dos custos operacionais e investimentos vinculados aos reforços e melhorias em redes, subestações e demais equipamentos de distribuição, requeridos para viabilizar o atendimento das solicitações de acesso de unidade consumidora com MMGD nas diferentes áreas de concessão, como determina o art. 2º e art. 8º da Lei nº14.300/2022. Por outro lado, se por hipótese forem verificados benefícios da MMGD, com contrapartida de redução tarifária, deverá ser levado em consideração se são sistêmicos (abarcando todos os consumidores do SIN, como por exemplo redução de custos de operação) ou se localizados (caso afetem apenas perdas técnicas de uma área de concessão).

Por fim, após a fundamentação técnica apresentada, o último capítulo se dedica a uma proposta de minuta de Portaria contendo a redação das diretrizes, em formato de dispositivos. A valoração dos custos e benefícios da microgeração ou minigeração distribuída de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, deverá atender diretrizes gerais e específicas, as quais podem ser encontradas de forma resumida a seguir:

## Diretrizes Gerais

<sup>3</sup> ***“Capacidade transmissão e/ou distribuição postergada ou antecipada. A implantação de projetos de micro e minigeração distribuída pode alterar a data de necessidade de reforços nas redes de transmissão e ou distribuição, postergando ou antecipando os mesmos. Tais alterações são dependentes das características particulares de cada sistema, como perfil de carga do alimentador, da rede de distribuição, das subestações de fronteira, da rede de transmissão e da geração centralizada. Para a valoração dos benefícios e custos da GD é importante levar em consideração as características particulares dos sistemas de distribuição e transmissão da conexão, bem como a variabilidade temporal da carga e da geração.”***

<sup>4</sup> ***“10. Adentrando nas componentes tarifárias não relacionadas com o custo de energia, é importante que seja observado pelo CNPE, quando da definição de diretrizes para valoração de custos e benefícios da micro e minigeração distribuída que, no que diz respeito à custos de distribuição, custos de transmissão e perdas técnicas, a presença de geradores distribuídos pode trazer benefícios, aumentar custos ou ser indiferente, a depender da circunstância.”***

<sup>5</sup> ***“e. A alta penetração de MMGD, principalmente a solar fotovoltaica, durante finais de semana ou em feriados, quando a carga do SIN atinge patamares mínimos, pode resultar em sobretensões no sistema de transmissão. Isto impacta na operação em tempo real do sistema, uma vez que os recursos tradicionais para controle de sobretensões podem não ser suficientes, demandando recursos adicionais. Assim, em um primeiro momento, este efeito impacta a operação em tempo real do SIN, com o aumento da quantidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão, com consequentes desgastes em equipamentos de manobra. Em um segundo momento, este efeito pode impactar o planejamento da expansão, que precisará recomendar soluções adicionais para fazer frente ao crescimento da penetração da MMGD. Futuramente pode ser avaliado o estabelecimento de um serviço ancilar com a participação desses ativos contribuindo para o controle de tensão.”***

- a) **Utilizar critérios objetivos**, que primem pela eficiência, economicidade e reprodutibilidade;
- b) **Considerar os custos e benefícios, de cada componente descrito nas diretrizes específicas de forma individual**, resultando assim em uma soma de valores positivos e negativos, aplicável aos faturamentos das UCs de MMGD, evitando subsídios cruzados entre estas últimas e os demais consumidores;
- c) **Aferir os custos e benefícios de forma periódica**, baseados em simulações quantitativas, reiteradas periodicamente com parâmetros e informações atualizados;
- d) **Contemplar os efeitos** relativos à sazonalidade e variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica da MMGD na rede, bem como aqueles do ponto de conexão, **utilizando-se de discretização temporal e locacional**.
- e) **Garantir que não haja duplicidade** na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios;
- f) **Garantir transparência, publicidade e divulgação** dos custos e benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo as informações relativas aos efeitos nos encargos setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores, em conformidade com o Art. 32 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- g) **Preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica**, o que inclui as devidas contrapartidas de recursos às concessionárias de distribuição, na hipótese de benefícios líquidos, gerados por redução de custos sistêmicos e externos à área de concessão, reduzirem as tarifas da micro e minigeração distribuída.

## Diretrizes Específicas

### Geração Centralizada: expansão e operação nos aspectos de energia e potência

- a) **Aferir os efeitos integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN)**, levando em consideração os critérios de garantia de suprimento definidos pelo CNPE, bem como o equilíbrio entre oferta e demanda de energia;
- b) **Considerar múltiplos cenários de geração** na análise da contribuição das fontes solar e eólica (centralizadas e distribuídas), e múltiplos cenários hidrológicos (hidroelétricas), visando contemplar adequadamente sua variabilidade e estocasticidade;
- c) Considerar na metodologia de cálculo de custos e benefícios da MMGD aqueles relativos a investimentos e operação, **comparando todos os cenários de operação e expansão alternativos**, o que inclui, mas não se limita, à geração de fontes solar e eólica centralizada; e

- d) **Considerar** na metodologia de cálculo de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída para o SIN **os custos decorrentes dos efeitos de exposição contratual involuntária em função de eventual sobrecontratação** das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica em decorrência da opção de seus consumidores pela microgeração ou minigeração distribuída.
- e) Diferenciar o cálculo de custos e benefícios com relação à capacidade de controlabilidade e “despachabilidade” da geração.

**Transmissão: expansão e operação das redes compreendendo tanto os investimentos quanto as perdas técnicas**

- a) **Utilizar sistemas computacionais difundidos e confiáveis**, que considerem múltiplos pontos operativos e **representação detalhada da rede de transmissão do país**;
- b) **Realizar simulações e cálculos de forma individual**, por distribuidora, evitando-se abordagens generalistas, pois os efeitos da inserção da microgeração ou minigeração distribuída devem ser capturados na fronteira do sistema de transmissão e distribuição, **de forma dinâmica, locacional e temporal**;
- c) **Utilizar o fluxo de potência linearizado, observada a discretização temporal**, para o cálculo dos efeitos sobre as perdas técnicas nas redes de transmissão, na inexistência do monitoramento destas em tempo real;
- d) **Considerar efeitos relativos à expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos** para o cálculo do impacto dos investimentos e custos da rede.
- e) **Atualizar os parâmetros**, de forma periódica, a partir de bases de dados energéticas e elétricas disponibilizadas pelo ONS e EPE.

**Distribuição: expansão e operação das redes compreendendo tanto os investimentos quanto as perdas técnicas**

- a) **Utilizar sistemas computacionais difundidos e confiáveis** e, sempre que possível, já utilizados pela ANEEL **para os cálculos tarifários das distribuidoras** de energia elétrica;
- b) **Realizar simulações e cálculos de forma individual, por distribuidora**, evitando-se abordagens generalistas, pois os efeitos da inserção da microgeração ou minigeração distribuída devem ser **capturados de forma dinâmica, locacional e temporal**, considerando os diferentes impactos provocados pelas modalidades de MMGD previstas no Art. 1º, incisos I, II, VII e X, da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- c) **Utilizar o fluxo de potência trifásico, observada a discretização temporal**, para o cálculo dos efeitos sobre as **perdas técnicas** nas redes de distribuição, na inexistência do monitoramento destas em tempo real;

- d) **Considerar efeitos relativos à expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos** para o cálculo do impacto dos investimentos e custos da rede; e
- e) **Atualizar, no mínimo a cada evento tarifário, os efeitos** da MMGD às distribuidoras de energia elétrica.
- f) **Estabelecer critérios técnicos e econômicos que evitem**, antecipadamente, o **congestionamento da operação** do sistema de distribuição.

**Sumário**

<b>1. CONTEXTO .....</b>	<b>9</b>
<b>2. ANÁLISE DOS CUSTOS E BENEFÍCIOS DA MMDG.....</b>	<b>12</b>
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	12
2.2 GERAÇÃO: EXPANSÃO E OPERAÇÃO .....	14
2.3 REDES DE DISTRIBUIÇÃO: PERDAS TÉCNICAS E INVESTIMENTOS .....	20
2.4 REDES DE TRANSMISSÃO: PERDAS TÉCNICAS E INVESTIMENTOS .....	26
<b>3. CONSIDERAÇÕES ACERCA DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>29</b>
<b>4. PROPOSTA DE DIRETRIZES .....</b>	<b>31</b>
<b>ANEXO – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL .....</b>	<b>35</b>



## 1. Contexto

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou a Resolução Normativa 482/2012 (REN 482), a qual demarca a introdução da microgeração e minigeração distribuídas (MMGD) e dos procedimentos a serem adotados para realização da compensação dos créditos gerados pelas unidades consumidoras integrantes do “Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE” (*ou Net Metering*, em inglês). Neste sistema, a energia ativa gerada pela unidade consumidora com MMGD passou a compensar o consumo de energia elétrica ativa em relação a todos os componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

Em 2015, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 026 (AP 26/2015) com objetivo de colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da REN 482/2012, bem como a Seção 3.7 do Módulo 3 do Procedimento de Distribuição (PRODIST).

Após as análises das contribuições recebidas acerca do tema, a ANEEL publicou a REN 687/15, que expandiu os limites de aplicação das diretrizes regulatórias, beneficiando ainda mais a adoção da MMGD baseada no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), definido pela REN 482/2012. O prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo permitido também sua utilização para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de concessão de uma mesma distribuidora. Tal modalidade de utilização dos créditos foi denominada “autoconsumo remoto”. Ademais, a REN 687/2015 foi responsável, ainda, por criar as modalidades múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

Em 2018, visando alcançar novos aprimoramentos na regulamentação dos sistemas de MMGD, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 010 (CP 010/18) com objetivo de colher subsídios para atualizar as regras estabelecidas na REN 482/2012, principalmente no que se refere à metodologia do SCEE até então adotada. O regulador, por meio do Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) 004/2018, compreendeu ser adequado remodelar o SCEE, de forma a não onerar demasiadamente os consumidores que não possuem sistemas de MMGD.

As discussões e análises seguiram com a instauração pela ANEEL, em 2019, da Audiência Pública nº 01/2019 e da Consulta Pública nº 025 (CP 25/19), que teve por objetivo coletar informações adicionais pertinentes ao tema e obter sugestões para atualizar a redação da REN 482/12. Em síntese, a revisão proposta pela ANEEL reduzia a quantidade de componentes tarifários contemplados no âmbito do SCEE. A alternativa escolhida definia que, após 2030, a compensação da energia injetada por todos os sistemas de MMGD fosse apenas na componente referente à energia da Tarifa de Energia (TE)<sup>6</sup>. Ao considerar os impactos futuros da nova abordagem para o SCEE, a tendência era que, gradativamente, os subsídios cruzados introduzidos pela REN 482/2012 fossem mitigados por meio de uma redução da quantidade de componentes tarifários compensados pela injeção de energia da geração distribuída.

---

<sup>6</sup> Denominada de Alternativa 5 pela Agência.

As mudanças propostas pela ANEEL encontravam respaldo na crescente preocupação com o efeito da transferência de custos entre consumidores adotantes e não adotantes de sistemas de geração fotovoltaica. Cabe ressaltar que tal preocupação já havia levado diversos países a reverem seu marco regulatório a respeito do tema, reduzindo os subsídios à MMGD conforme o grau de competitividade e difusão desses sistemas, evitando assim transferência de custos excessiva aos demais usuários das redes.

O exame da experiência norte-americana<sup>7</sup>, por exemplo, evidencia a revisão das políticas de incentivo à geração distribuída em estados que adotaram o SCEE (*Net metering*). Ao se analisar as modificações realizadas nestas jurisdições, constata-se o predomínio de medidas focadas na redução das componentes tarifárias compensadas e/ou no estabelecimento de tarifas fixas e/ou de demanda a serem cobradas pelo uso da rede.

A ANEEL, por sua vez, desde a AP 26/2015, previa a expressa revisão dos termos associados ao SCEE, quando apontou a necessidade de pagamento pelo uso da rede por consumidores com MMGD, como uma das possibilidades de melhoria no sistema de compensação de energia, e definiu que a REN 482/2012 seria revista em 2019.

As propostas de intervenções regulatórias formuladas pela ANEEL ao longo de 2019 levaram, no entanto, a uma intensa controvérsia dentro e fora do setor elétrico, inclusive envolvendo órgãos do poder executivo e legislativo, além do posicionamento formal do Tribunal de Contas da União (TCU) por meio de relatório elaborado em novembro de 2020.

Entre 2019 e 2021, diante dos intensos (e acalorados) debates quanto ao redimensionamento do SCEE apresentado pela ANEEL e ao crescente entendimento de que o tema necessitava de tratamento legislativo por ser um instrumento de política energética, se observou, paralelamente na Câmara dos Deputados, o avanço das discussões do Projeto de Lei (PL) 5.829/19, e seus substitutivos, objetivando o estabelecimento de um marco legal que tratasse da MMGD e do SCEE.

Depois de um amplo acordo entre os principais agentes do setor elétrico no final de 2021 e de trâmites complementares no Congresso Nacional, a Lei nº 14.300/2022 (Lei 14.300), que institui o marco legal da MMGD e trata de vários aspectos do SCEE, foi sancionada em janeiro de 2022 pela Presidência da República.

De forma resumida, a Lei 14.300 estabelece, dentre outras disposições, que, após um período de transição, que finda em 2028, a compensação da energia injetada se dará apenas na componente referente à energia da Tarifa de Energia (TE) para as unidades participantes do SCEE, em linha com o que a ANEEL propôs no âmbito das discussões de 2019 (no âmbito da CP 25/19) e com o que se verifica na experiência internacional.

Adicionalmente, a Lei 14.300 determinou a necessidade de valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída para o setor elétrico como um todo (geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição), os quais deverão ser utilizados para fins de faturamento das unidades participantes do SCEE.

---

<sup>7</sup> Resumida no ANEXO deste documento.

A Lei determinou, ainda, que as diretrizes para esta valoração serão elaboradas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em até 6 meses após sua publicação. A ANEEL, por sua vez, possui o prazo de 18 meses, a partir da publicação da Lei, para desenvolver o cálculo de valoração dos custos e benefícios da MMGD.

Abaixo transcrevemos o texto do art. 17 da Lei 14.300, que traz as determinações supracitadas:

*“Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.*

*§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.*

**§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:**

*I – até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e*

*II – até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.*

*§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as **componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.***

*§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.”*

Para atender a determinação trazida pela Lei ao CNPE, ouvindo a sociedade, associações e entidades representativas, empresas e agentes do setor elétrico, o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública (CP) nº 129/2022, visando discutir proposta conceitual de premissas e diretrizes construída por esse Ministério tomando como base as contribuições da Empresa de Pesquisa Energética, Agência Nacional de Energia Elétrica, Operador Nacional do Sistema e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Essas contribuições foram feitas por meio de documentos também disponibilizados no âmbito da CP nº 129/2022.

É com base nestes dispositivos legais, nos documentos disponibilizados na CP nº 129 e com o intuito de contribuir para um amplo debate setorial, que a ABRADDEE apresenta, na seção 2 deste documento, um resumo das análises realizadas até aqui referentes ao impacto da MMGD sobre o sistema elétrico (em todos os seus segmentos), as quais contaram com a colaboração da PSR Soluções e Consultoria em Energia e o apoio da Siglasul Consultoria.

A ABRADEE apresenta na seção 3 algumas considerações que devem ser observadas para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões de distribuição e expõe na seção 4 sua proposta para as diretrizes a serem consideradas na valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída.

## **2. Análise dos Custos e Benefícios da MMGD**

### **2.1. Considerações Iniciais**

Considerando o debate que ocorreu acerca do SCEE, tanto no Brasil quando em outros países que observaram a expansão expressiva da geração distribuída, verifica-se a preocupação de se alcançar um arcabouço regulatório capaz de evitar subsídios cruzados entre a microgeração e minigeração distribuída e os demais usuários da rede elétrica.

Dessa forma, como objetivo final desse processo, as tarifas aplicáveis deverão refletir adequadamente o custo imputado ao sistema elétrico como um todo por prosumidores, comparativamente àqueles imputados por consumidores com características de consumo semelhantes (por exemplo, porte e nível de tensão). Foi exatamente neste intuito que o art. 17, da Lei 14.300, trouxe a necessidade de se calcular os custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída, cuja proposta de diretrizes de cálculo é abordada no presente documento.

Nesse contexto, entendemos ser fundamental que toda e qualquer proposição apresentada para valoração dos referidos custos e benefícios seja capaz de provar sua consistência através de sequenciais simulações quantitativas, de modo que não se criem incentivos mal calibrados para o desenvolvimento de tecnologias específicas (incluindo a MMGD), com o risco de elevar a ineficiência do setor com aumento dos custos totais e das distorções na alocação desses custos entre os diversos usuários das redes. Para tal, torna-se importante buscar na literatura técnica e nas experiências internacionais quais são as melhores práticas em termos metodológicos que melhor se adaptem ao SEB, uma vez que simplificações podem provocar incentivos equivocados.

Diversas referências<sup>8</sup> apontam, por exemplo, a relevância de considerar efeito locacional e temporal quando da apuração de custos e benefícios de recursos energéticos distribuídos (REDs), como é a MMGD. O efeito temporal indica que os benefícios (e custos) variam ao longo do tempo, em função, por exemplo, do portfólio de geração, perfil de demanda e granularidade temporal considerada na simulação (anual, sazonal, outras). Já o efeito locacional indica que os benefícios e custos decorrentes da presença de REDs podem se relacionar à localização destes na rede de distribuição.

A importância da consideração dos aspectos locacionais e temporais foi, inclusive, externada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica

---

<sup>8</sup> Mims Frick, N., Schwartz, L, Taylor-Anyikire, A. “A Framework for Integrated Analysis of Distributed Energy Resources: Guide for States”, 2018, Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/framework-integrated-analysis> (Acesso: 27/05/2020)

Forsten, K. “The integrated grid - A Benefit-Cost Framework”. Electric Power Research Institute -EPRI Palo Alto, CA, USA, 2015

(ANEEL) em suas contribuições enviadas a este Ministério quanto às diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD. Nas palavras da ANEEL “[...] *ressalta-se que custos impostos ao sistema elétrico dependem do momento e do local em que ele é demandado para fins de consumo ou de injeção de energia. Portanto, a valoração de eventuais custos e benefícios derivados da injeção de energia por micro ou minigerador distribuído também está relacionada com o momento em que essa energia é injetada no sistema. Dessa forma, é importante considerar a diferenciação horária na valoração de tais custos e benefícios.*”<sup>9</sup>

Assim, pretende-se, através desta seção, apresentar criteriosamente argumentos técnicos e proposições de metodologias para nortear e fundamentar as diretrizes a serem publicadas no âmbito do CNPE. Considerando que as análises variam de acordo com o segmento da cadeia do SEB (Geração, Transmissão ou Distribuição), dada a natureza distinta dos custos de cada um deles, a análise aqui apresentada avaliará cada segmento de forma separada.

Reforça-se, ainda, um ponto que deverá representar uma diretriz geral, no sentido de que a valoração de custos e benefícios de MMGD deve ser precedida de simulações, uma vez que os resultados não são intuitivos e dependem de inúmeras variáveis para análise consistente e sem distorções.

Como destacado no parágrafo 6.2 da Nota Técnica nº11/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME), para a definição destas diretrizes é importante delimitar o seu escopo e alcance de forma a evitar sobreposições e desvio de finalidade. Portanto, as contribuições estão restritas aos impactos diretos da MMGD nas externalidades ao sistema elétrico e agentes, com destaque explícito nos componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição. Nesse sentido, as análises aqui contidas não tratam de impactos no meio ambiente, os quais terão tratamento específico no âmbito da Lei nº 14.120/2021.

Adicionalmente, é esperado que no futuro se discuta sobre a remuneração da prestação de serviços ancilares por ativos de MMGD, o que observará regulamento próprio como determinado no art. 23 da Lei nº 14.300/2022, perseguindo-se como premissa básica a neutralidade tecnológica na prestação desses serviços não apenas por MMGD, mas também por outros recursos energéticos, inclusive os distribuídos. Logo, esta última matéria tampouco é tratada nesta contribuição.

Finalmente, ressalta-se o impacto oriundo da MMGD na redução da carga no ambiente regulado (ACR). Assim, considerando os contratos legados do ACR, decorrentes do modelo de contratação vigente, lastreados, essencialmente, em contratação de longo prazo com baixa flexibilidade, esta redução de carga provocada pela MMGD leva a uma sobrecontratação das distribuidoras. A Lei nº 14.300/2022, em seu art. 21, considera que a sobrecontratação decorrente do regime de microgeração e minigeração distribuída se caracteriza como involuntária, significando que seu efeito impactará as tarifas do ACR. Nesse sentido, entende-se, da mesma forma que o MME expressa em sua proposta de diretrizes, que se deve *“Considerar os efeitos da exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD.”*

---

<sup>9</sup> Ofício nº 21/2022-DR/ANEEL, parágrafo 9.



Em suma, entende-se que a realização de quaisquer diretrizes sobre a aferição dos custos e benefícios da MMGD deve se fundamentar nos seguintes tópicos principais:

1. Metodologias transparentes, objetivas e que possam ser reproduzidas pelos agentes;
2. Foco nos impactos diretos da MMGD nas externalidades ao sistema elétrico e agentes;
3. Cuidado para que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e benefícios;
4. Experiências internacionais e melhores práticas;
5. Simulações prévias, reiteradas e sequenciais, utilizando modelos consistentes, difundidos e auditáveis.

## 2.2 Geração: Expansão e Operação

Um dos tópicos comumente debatido nos fóruns de MMGD versa sobre seus efeitos para além das redes de distribuição, em que se discute o potencial impacto de sua inserção também para a operação e planejamento centralizado.

O argumento geralmente apresentado indica que necessariamente a inserção de MMGD provoca a redução de geração termelétrica – seja pela menor operação das plantas existentes, seja pela menor necessidade de expansão de novas centrais. Cabe observar, entretanto, que tal argumento deve ser substituído por análises e métricas com densidade técnica e acadêmica para a verdadeira aferição de custos evitados. Adicionalmente, tais análises devem evitar o uso da premissa simplificada (e muito comumente utilizada) de que a geração termelétrica é sempre a geração marginal do sistema elétrico brasileiro, pois esta não condiz com a realidade operacional deste.

Ou seja, simplificada, as questões ora apresentadas têm como finalidade contrapor o senso comum pelas razões expostas no quadro sistemático abaixo:

Em se tratando de geração, qual senso comum se deve evitar?
(i) Que <b>necessariamente a inserção de MMGD provoca a redução de geração termelétrica</b> – seja pela menor operação das plantas existentes, seja pela menor necessidade de expansão de novas centrais; e
(ii) Que a <b>inserção de MMGD provoca a redução do custo da expansão do sistema de geração</b> do Sistema Interligado Nacional (SIN).
Por quê?
Porque é necessário que o cálculo dos impactos da MMGD no SIN seja realizado avaliando as variáveis operativas do sistema, como o Custo Marginal de Operação (CMO) e acionamento de usinas térmicas, para <b>diferentes cenários, tanto de penetração de MMGD, quanto das demais fontes, de forma a capturar sua variabilidade e estocasticidade.</b>
Ainda, deve ser perseguido o menor custo global ao sistema, sendo necessária uma <b>avaliação comparativa da MMGD com relação às demais fontes (mecanismo de contestação)</b> , ou seja, <b>qual é a alternativa existente e qual representa o menor custo.</b>

Visando auxiliar no entendimento das análises aqui apresentadas, o cálculo dos impactos da MMGD no SIN será realizado avaliando as variáveis operativas do sistema, como CMO e acionamento de usinas térmicas, para diferentes cenários de penetração de MMGD.

Adicionalmente, sugere-se que as análises se deem em duas etapas, (i) Expansão do Sistema e (ii) Operação do Sistema.

A PSR, utilizando-se das melhores práticas metodológicas, bem como das melhores ferramentas computacionais disponíveis, em completa sintonia com a diretrizes recomendadas pela EPE e pelo ONS, realizou simulações para as etapas supracitadas, cujos resultados são apresentados a seguir.

### **Impacto da MMGD no despacho centralizado sob a ótica da Expansão do Sistema**

Para avaliação deste impacto, algumas etapas precisam ser enfrentadas:

1. Definição de uma premissa para evolução da demanda e expansão da MMGD.
2. Simulação da expansão do SIN através de *softwares* de co-otimização em geração<sup>10</sup> e transmissão, que defina o mix ótimo de recursos que minimiza o custo total do sistema (somatório do custo de investimento e valor esperado do custo operativo).
3. Definição dos candidatos à expansão: ampliação de intercâmbios e novos recursos (renováveis, térmicas, hidroelétricas, baterias).
4. Alteração da capacidade instalada de MMGD no sistema, reduzindo-a progressivamente, a partir da qual se obtém um mix ótimo de recursos que minimiza os custos totais sob a ótica centralizada, para diferentes cenários de MMGD.
5. Avaliação dos efeitos para o horizonte de um ano, com diferentes níveis de penetração de MMGD, considerando-se uma representação detalhada do parque gerador e da transmissão.

Com base nas premissas acima, foram realizadas simulações nas quais parte-se de um Caso Base para a configuração do Sistema Interligado Nacional (SIN) de 2040, que inclui 42 GW de MMGD fotovoltaica, além de mix de outras fontes de geração, com prevalência hidrelétrica (117 GW), seguida de eólica (47 GW) e fotovoltaicas (90 GW) centralizadas e distribuídas.

De modo a prover análise de sensibilidade às simulações, este Caso Base<sup>11</sup> foi comparado a três outros casos hipotéticos, cada um com uma quantidade distinta para a capacidade instalada de MMGD, reduzindo-a em comparação ao Caso Base.

A Tabela 1 resume o volume de MMGD instalado em 2040 para cada caso analisado:

---

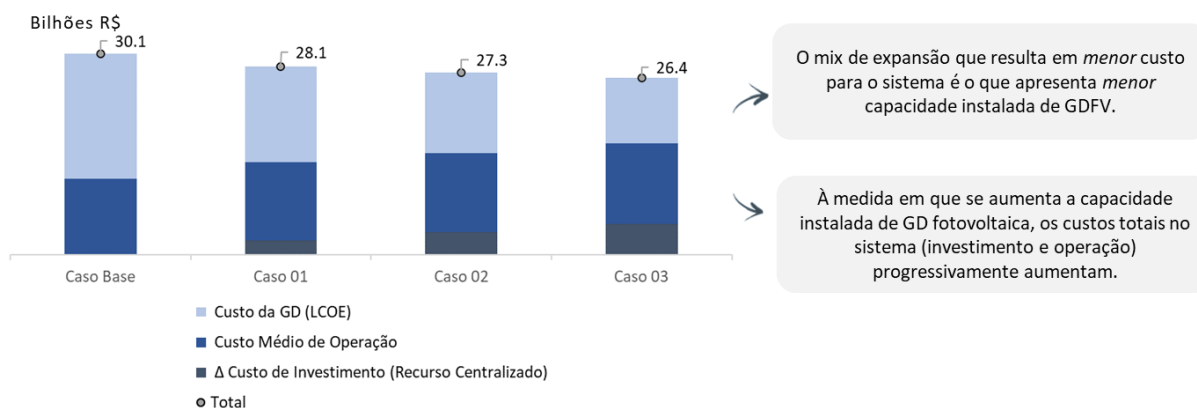
<sup>10</sup> Com representação detalhada dos geradores e das incertezas relacionadas às vazões e cenários de geração centralizada (eólica, solar) e MMGD futuros.

<sup>11</sup> Que considera as projeções da PSR para a expansão da MMGD no SIN em 2040.

**Tabela 1 – Premissas de Potência Instalada de MMGD em 2040**

Casos de Análise	Caso Base	Caso 01	Caso 02	Caso 03
Potência Instalada de MMGD - 2040 [GW]	42	32	27	22

As conclusões das simulações realizadas, apresentadas nos gráficos da Figura 2, foram opostas àquilo que indicam os estudos divulgados por porta-vozes da MMGD. De fato, conforme a Figura 2, denota-se que a **“expansão ótima”, ou seja, com menor custo global ao sistema, somando-se o custo de investimento da expansão, valor esperado da operação e custo da MMGD através do LCOE, é a que em seu mix apresenta o menor percentual de MMGD (Caso 03)**<sup>12</sup>.

**Figura 2- Custo Total (Expansão + Operação) do SIN em 2040 – análise de sensibilidade para diferentes cenários de penetração da MMGD**


Em outras palavras, o gráfico acima indica que, após as simulações feitas a partir das premissas indicadas, constatou-se que é mais barato ao sistema o cenário de expansão em que parte da MMGD é substituída por geração centralizada (Caso 03), elevando a participação desta no atendimento à carga do SIN, representada pela barra mais escura na Figura 2.

Isto ocorre pelo fato de que a expansão ótima do SIN, em função de suas características físicas e ambientais, aponta para a substituição de MMGD primordialmente por geração renovável centralizada (principalmente eólica e solar), que têm propriedades semelhantes à MMGD (baixíssimo custo de operação e sem emissões de CO<sub>2</sub>), com a vantagem de apresentarem um menor custo de investimento (em R\$/MW Instalado) e maior fator de capacidade, o que reduz o custo do investimento para cada unidade de energia potencialmente gerada (R\$/MWh).

Dessa forma, os cálculos realizados também apontam que a substituição parcial da geração distribuída por fontes centralizadas e renováveis é a solução que seria capaz de produzir o maior

<sup>12</sup> Cabe observar que nas simulações, o SIN é modelado através de subsistemas interconectados através de troncos de transmissão, com restrições de intercâmbio entre subsistemas definidas para manter a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.



benefício para a sociedade como um todo, haja vista que, além de reduzir os custos médios do sistema e produzir mais energia, esta solução também produz benefícios ambientais similares.

Cabe ressaltar que os cálculos aqui apresentados, que acabaram indicando a substituição da MMGD por geração renovável centralizada, decorrem da busca pela expansão ótima do sistema, ou seja, aquela que apresenta o menor custo global. Para tal, é fundamental uma avaliação comparativa da MMGD com relação às demais fontes, ou seja, qual alternativa dentre as existentes que representa o menor custo global. Esse ponto, inclusive, é destacado pela EPE em sua contribuição apresentada ao MME e reproduzida na Nota Técnica nº 11/2022, consistindo na promoção/permissão do uso de mecanismos (de mercado, preferencialmente) de contestação de valor da MMGD, a fim de aprimorar os critérios de metodologias de cálculo administrativo do real valor dos recursos distribuídos para o sistema.

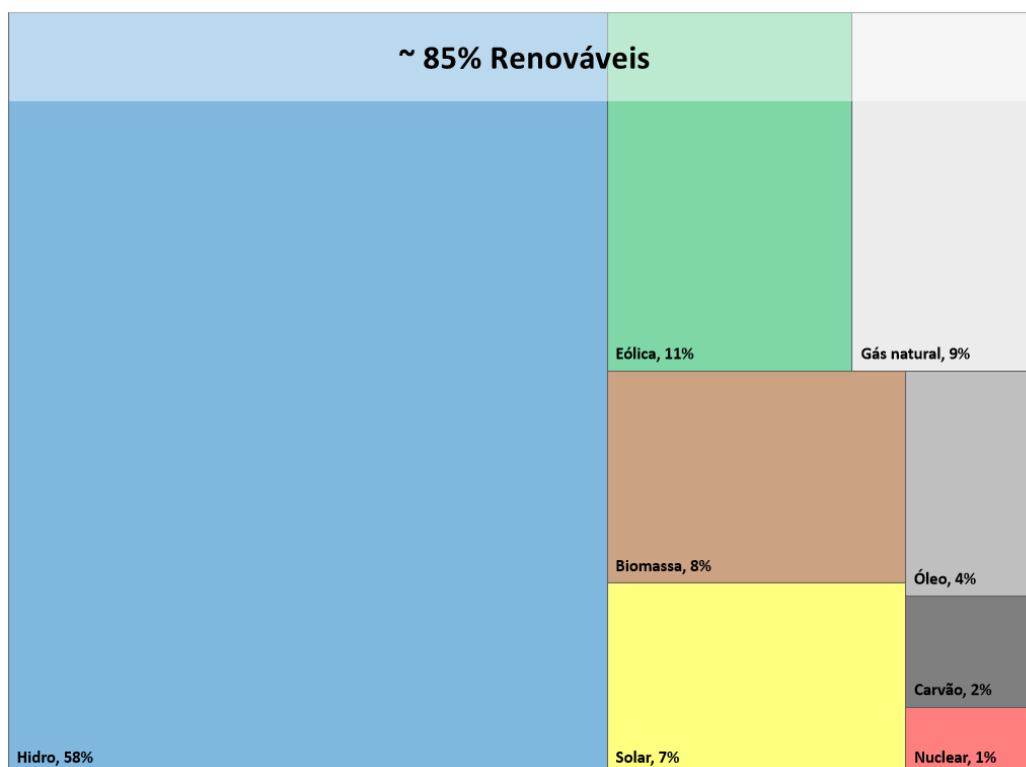
### **Impacto da MMGD no despacho centralizado sob a ótica da Operação do Sistema**

Antes de adentrar no tema, há que se identificar o que **não** deve ser feito em simulações de benefícios operativos da inserção de MMGD.

Observa-se que muitos métodos utilizados para a avaliação do impacto da MMGD no custo da geração limitam-se a comparar cenários alternativos, com abordagens simplistas que valoram o benefício da presença da MMGD pelo custo evitado de acionamento de uma usina térmica do sistema. Contudo, esse tipo de análise só pode ser aplicável em sistemas em que a inserção da MMGD evita o acionamento termelétrico, em um cenário em que a geração termelétrica é, necessariamente, a fonte marginal do sistema.

Entretanto, conforme já mencionado acima, no SIN, com forte presença de fonte hidroelétricas, eólica e solar, a definição dos geradores centralizados que deixarão de ser acionados devido à maior presença da MMGD irá depender do despacho de mínimo custo do sistema, considerando os recursos primários disponíveis (uma combinação de água, vento e sol). Dessa forma, no SIN, é maior a probabilidade da MMGD, ao ser acionada, evitar o acionamento de uma outra usina de fonte renovável e não de uma usina termelétrica.

Figura 3 – Composição da Matriz Elétrica Brasileira em 2021. Fonte: ANEEL



Além disso, a maior presença de fontes de geração variável e não despachável nas matrizes energéticas, como a MMGD, impacta na demanda líquida e no perfil de carga do sistema. A curva de carga líquida do sistema pode passar a ter rampas acentuadas decorrentes da elevada penetração da geração solar descentralizada, cujo perfil tende a reduzir a demanda líquida na parte da manhã e aumentar no fim da tarde, quando há o pôr do sol.

Essas curvas de carga com rampas acentuadas no início e fim do dia são comumente chamadas de “curva do pato” ou “*duck curve*”. Nestes casos, é necessário inserir fontes que aumentam a flexibilidade do sistema, isto é, fontes que podem ser acionadas e desligadas de forma rápida para garantir o balanço de geração-demanda em todos os instantes, como térmicas de acionamento rápido<sup>13</sup>. Ou seja, a presença da MMGD pode implicar na necessidade de construir e operar mais térmicas no sistema para o atendimento da demanda durante as rampas.

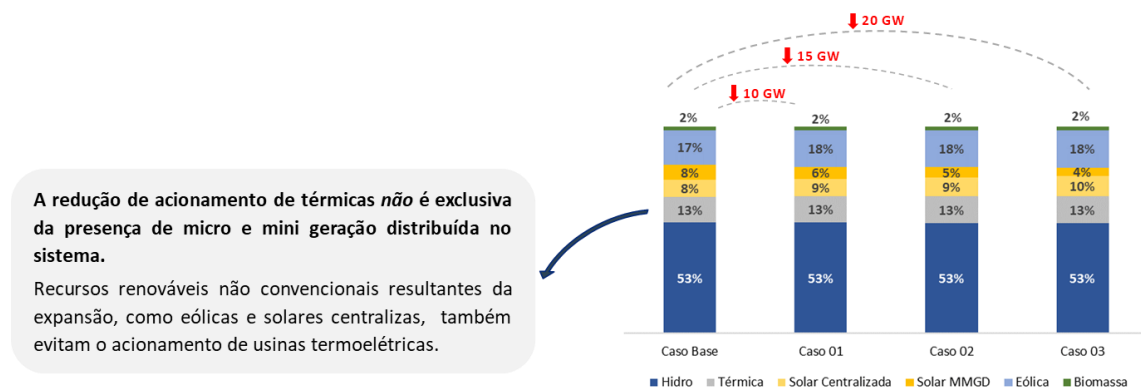
<sup>13</sup> Inclusive, o ONS, em sua Carta CTA-ONS DGL 0301/2022, apresentada como contribuição ao MME no processo de definição das diretrizes aqui discutidas, antecipa os efeitos da “curva do pato” na operação do sistema: “O aumento da penetração de MMGD exigirá que o ONS programe uma reserva de potência operativa girante do SIN, para fazer frente às necessidades de preparar o sistema para uma rampa acentuada de geração no final do dia (devido à redução da geração injetada proveniente da MMGD solar). Da mesma forma, o planejamento da expansão deverá buscar soluções para enfrentar esses desafios, uma vez que podem ser necessárias soluções adicionais de geração ou potência no SIN para compensar o efeito de redução de potência da MMGD solar no final do dia.”

Dando sequência às análises, a operação do sistema também foi simulada considerando os mesmos casos utilizados na etapa anterior<sup>14</sup>.

Os resultados das simulações realizadas, conforme gráficos da Figura 4, demonstram que o despacho termelétrico (representado pela barra cinza do gráfico) não se altera nos cenários em que a participação da MMGD na matriz de geração do SIN se reduz. Isso ocorre porque, ao considerar a composição ótima do sistema (de menor custo global), a MMGD é substituída, nos cenários em que sua participação na matriz se reduz paulatinamente, por geração renovável e não por geração termelétrica (conforme antecipamos anteriormente).

Assim (como no caso da simulação sob a ótica da “Expansão do Sistema”), **sob a ótica da “Operação do Sistema” os resultados são contrários ao que os estudos fornecidos por porta-vozes da MMGD vêm indicando, de que “a MMGD reduz a geração termelétrica”**.

**Figura 4 – Simulação da Composição de Fontes na Operação do SIN – análise de sensibilidade para diferentes cenários de penetração da MMGD**



Em outras palavras, o gráfico acima indica que ao reduzir a participação da MMGD no sistema, a energia dessa fonte é substituída pela geração solar centralizada e eólica. Ao passo que a produção da energia pelas outras fontes, térmica e hidro, não se altera entre os casos.

Em suma, a partir das análises realizadas, conclui-se que a geração térmica no SIN não se altera com redução da capacidade instalada da MMGD, o que sinaliza que a redução de acionamento

<sup>14</sup> Ressalta-se que as simulações da PSR utilizaram *software* que incorpora regras do marco regulatório e procedimentos operativos vigentes para o despacho de energia no SIN e aplicaram as seguintes premissas básicas:

1. Realização de uma simulação operativa estática para cada configuração de expansão do sistema, com diferentes portfólios de expansão de geração e capacidade instalada de MMGD, com o objetivo de eliminar distorções.
2. Após eliminadas as distorções, simulação de operação horária para avaliação das variáveis operativas do sistema.
3. Avaliação dos efeitos, sob a ótica operativa, de diferentes capacidades instaladas de MMGD, sob ponto de vista da operação do sistema.
4. Avaliação dos critérios de garantia de suprimento de capacidade definidos pelo CNPE para as diferentes configurações de expansão do sistema, com o objetivo de avaliar a necessidade de potência para o sistema com a representação da MMGD.

de térmicas não é exclusiva da presença de geração distribuída no sistema, podendo ser também propiciada por outras fontes renováveis centralizadas, abundantes na matriz elétrica brasileira.

Além disso, observa-se que a elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica pode exigir maior flexibilidade<sup>15</sup> na operação do sistema e resposta rápida de fontes, indicando uma tendência de maior variabilidade do custo marginal de operação quando há maior penetração de geração distribuída no sistema. Destaca-se, ainda, que a expansão descentralizada reduz a captura de sinergias e efeitos portfólio de recursos, comparativamente à expansão centralizada.

O subaproveitamento do uso dos recursos centralizados também é um ponto trazido pelo ONS em sua contribuição ao MME na proposta de diretrizes para cálculo dos custos e benefícios aqui discutida, ainda que sob outro ponto de vista: *“O aumento da penetração de geração distribuída (GD), sobretudo da MMGD solar, diminui a inércia equivalente do SIN, ao desligar usinas síncronas convencionais em determinados períodos do dia. Esse efeito pode reduzir as margens de estabilidade do SIN em cenários de moderada/elevada penetração de GD, o que pode implicar em uma consequente redução dos limites de intercâmbio entre as regiões, isso poderá levar a desotimização dos recursos energéticos.”*<sup>16</sup>

Para finalizar, considerando as análises aqui expostas, **reforça-se a necessidade de que uma das principais diretrizes para valoração de custos e benefícios de MMGD sobre a expansão e operação da geração do SIN seja a realização precedente de exaustivas simulações**, uma vez que os resultados não são intuitivos e dependem de inúmeras variáveis para análise consistente e sem distorções.

### 2.3 Redes de distribuição: perdas técnicas e investimentos

Além da análise do impacto da MMGD sobre componentes de geração, a Lei 14.300 também determina uma análise acerca dos custos e benefícios nos sistemas de distribuição, seja em termos de (i) perdas técnicas, ou (ii) níveis de investimento. Assim como pontuado na seção anterior, referente à geração, entende-se que a mensuração do impacto da MMGD às redes de distribuição deve se fundamentar nas melhores informações disponíveis, quantitativas e qualitativas.

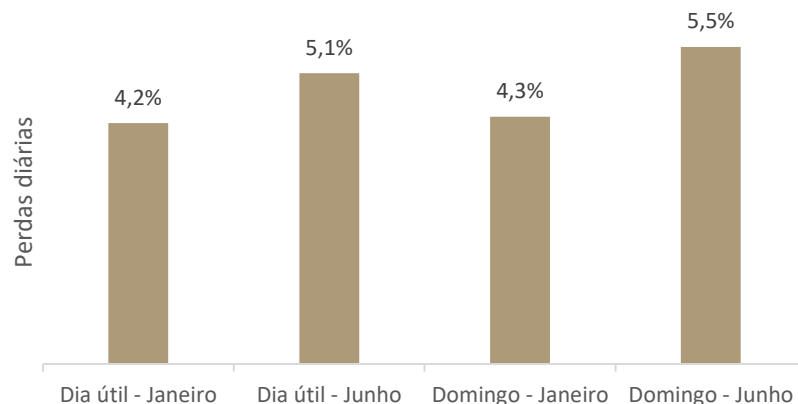
Com relação às redes de distribuição, há que ser considerada a heterogeneidade dos impactos da inserção da MMGD, uma vez que esses irão variar conforme a localização das usinas e do perfil de carregamento do alimentador, bem como de condições operativas – com características distintas ao longo dos meses e, até mesmo, dentro de um mesmo dia.

A título de exemplo demonstra-se no Gráfico 1 e no Gráfico 2 o comportamento da rede sem MMGD, para um mesmo alimentador, variando-se apenas as condições operativas referentes a: (i) perdas técnicas; e, (ii) carregamento dos circuitos:

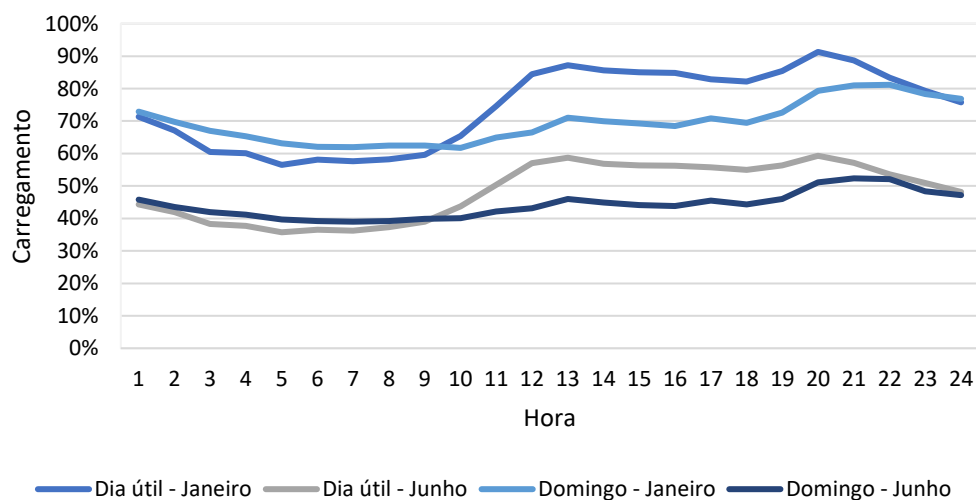
<sup>15</sup> A flexibilidade é um atributo importante no contexto de inserção de renováveis em geral nas matrizes energéticas. Porém, há situações em que a presença especificamente de maior quantidade de GD requer maior flexibilidade, conforme indicado no relatório, na rampa das termoeletricas.

<sup>16</sup> Carta CTA-ONS DGL 0301/2022, parágrafo 12, item c. Nesse mesmo parágrafo, o ONS aponta que esse efeito pode ser mitigado, entretanto, se forem exigidas características técnicas adequadas à MMGD que se conecta à rede. Cabe destacar, entretanto, que essas exigências ainda não foram implementadas, e mesmo que sejam, elas precisariam também ser válidas para os ativos já em operação.

**Gráfico 1 - Perdas Técnicas**



**Gráfico 2 - Carregamento dos circuitos**



Como se depreende dos gráficos apresentados, já há uma grande variabilidade dentro de um mesmo alimentador, a depender das condições operativas. Assim, a inserção de MMGD fotovoltaica, por sua vez, traz ainda maior variabilidade ao carregamento das redes de distribuição, considerando a natureza intermitente de sua geração – enquanto desprovida de serviços de armazenamento – que poderá, ao longo de diferentes dias, representar ora custo, ora benefício, tanto em termos de perdas quanto em termos de carregamento dos circuitos.

Nesse contexto, entende-se como razoável que haja a diferenciação em relação à capacidade de controlabilidade da geração, ou seja, a capacidade de ligar ou desligar as usinas conforme necessidade do operador, sem que haja restrições impostas por sua fonte energética principal, na análise dos custos e benefícios da MMGD.

Conforme será apresentado a seguir, o caráter intermitente da grande maioria das instalações de MMGD não permite, na maioria dos casos, a observação de benefícios firmes para o SIN como, por exemplo, a postergação de investimentos no sistema de distribuição. Contudo, esse cenário se altera nos casos em que a instalação é despachável e considerando o

estabelecimento de procedimentos operativos integrados entre a MMGD e o agente operador do sistema. Assim, sugere-se que seja adotada como diretriz a observação do critério de controlabilidade e despacho da unidade de geração.

Além disso, deve-se evitar antecipadamente os problemas de congestionamento da rede. Dado que a operação do sistema de distribuição é dinâmica, deve-se prevalecer o critério de gerenciamento de fluxo pelo operador, de forma que o benefício sistêmico da operação da rede considere o interesse coletivo e prevaleça em detrimento ao benefício individual.

A ANEEL, também em suas contribuições apresentadas ao MME, destaca a dependência do impacto provocado pela MMGD nas redes e nas perdas técnicas em função das circunstâncias: “[...] é importante que seja observado pelo CNPE, quando da definição de diretrizes para valoração de custos e benefícios da micro e minigeração distribuída que no que diz respeito à custos de distribuição, custos de transmissão e perdas técnicas, a presença de geradores distribuídos pode trazer benefícios, aumentar custos ou ser indiferente, a depender da circunstância.”<sup>17</sup>

Assim, resume-se também no caso da distribuição quais aspectos do senso comum se objetivam contrapor através das razões expostas no quadro sistemático abaixo:

Em se tratando de distribuição, qual senso comum se deve evitar?	
(i)	Que a <b>MMGD necessariamente reduz as perdas técnicas</b> devido à redução do fluxo de energia na rede de distribuição desde a subestação até a carga; e
(ii)	Que a <b>MMGD necessariamente posterga os investimentos na rede ao “deixar” de usar parte das redes de distribuição nos momentos do autoconsumo.</b>
Por quê?	
<p>Não há verdade absoluta sem a realização das devidas simulações, uma vez que a mensuração de custos e benefícios deve se fundamentar nas melhores informações disponíveis, quantitativas e qualitativas.</p> <p>No caso das redes de distribuição há que ser considerada a (i) heterogeneidade dos impactos da inserção da MMGD, variando em virtude das condições operativas, sua localização e do perfil de carregamento do alimentador; e, (ii) a intermitência da MMGD que repercute em exigência das redes para atendimento de sua carga máxima, em determinados momentos e independentemente do autoconsumo. Ou seja, dada a intermitência e imprevisibilidade da geração por meio da MMGD, todavia há que se dimensionar a rede para atendimento da carga de pico.</p>	

### Impacto da MMGD sobre as Perdas Técnicas das Redes de Distribuição

Conforme reiterado, deve-se evitar abordagens simplistas e generalistas de que a presença de MMGD necessariamente reduza as perdas técnicas, como consequência da redução do fluxo de energia na rede de distribuição desde a subestação à carga. Ou seja, as análises indicam não haver verdade absoluta sobre o impacto da MMGD no aumento ou redução das perdas, sendo imprescindível simular o fluxo de potência a partir de alguns aspectos: topologia da rede,

<sup>17</sup> Nota Técnica nº 21/2022 – DR/ANEEL, parágrafo 10.

localização da MMGD nos alimentadores, discretização (pelo menos) horária, diferentes configurações de carga (demanda) e carregamento dos circuitos.

Esse tema também consta da literatura e estudos internacionais. Segundo o NREL<sup>18</sup>, por exemplo, podem ocorrer erros significativos na estimativa dos impactos da MMGD nas perdas sem o cálculo do fluxo de potência na rede<sup>19</sup>. Outro exemplo, a partir de um estudo<sup>20</sup> de caso de uma distribuidora brasileira, verificou-se exatamente o oposto do “senso comum”: a possibilidade de aumento nas perdas técnicas em cenário de alta penetração da MMGD concentrada na extremidade do alimentador. De fato, as melhores práticas internacionais indicam que simulações de fluxo de potência devem ser realizadas para avaliar e valorar o real impacto das perdas técnicas em cada distribuidora, em detrimento do uso de aproximações generalistas como um fator de perdas médias<sup>21</sup>.

No estudo encomendado à PSR, a consultoria se debruçou sobre este tema específico das perdas técnicas nas redes de distribuição, realizando simulações, que apontam na mesma direção dos estudos internacionais avaliados. Em nosso entendimento, uma análise consistente do impacto da MMGD nessas perdas deve conter:

- aplicação de metodologia objetiva, simples e transparente, partindo-se de modelos e formatos já difundidos e validados<sup>22</sup>;
- simulação dos efeitos da inserção da MMGD, para cada distribuidora, de forma dinâmica, locacional e com discretização temporal, de modo a capturar os efeitos sazonais e modulares da MMGD;
- utilização do fluxo de potência trifásico para cada distribuidora<sup>23</sup>; e
- atualização dos parâmetros de forma periódica, levando-se em consideração, inclusive, o custo unitário da energia comprada.

### **Impacto da MMGD sobre os Investimentos nas Redes de Distribuição**

Com relação aos efeitos da presença de MMGD sobre os investimentos na rede de MT e BT da distribuição em decorrência de variações no perfil de tensão e no carregamento dos circuitos, iniciamos a análise a partir da apresentação da Figura 5, que busca representar os efeitos da MMGD instalada no mesmo local do consumo, possibilitando que o prosumidor atenda parte de seu consumo diário através da geração local que acontece simultaneamente (autoconsumo). No

<sup>18</sup> The National Renewable Energy Laboratory.

<sup>19</sup> Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., & Zuboy, J. (2014). *Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system* (No. NREL/TP-6A20-62447). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

<sup>20</sup> Taranto, G.N., Falcão, D.M., Dantas, G.A., Alves, J.F.S., Rêgo, L.O., Casseres, E.M.M.D. (2017). The Impact of Micro and Mini Distribution Generation in an Actual Brazilian Distribution Utility, Cigrè International Seminar on Policies, Incentives, Technology and Regulation of Smart Grids, Rio de Janeiro, December 4-7.

<sup>21</sup> Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., and Zuboy, J. “Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system”. 2014, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).

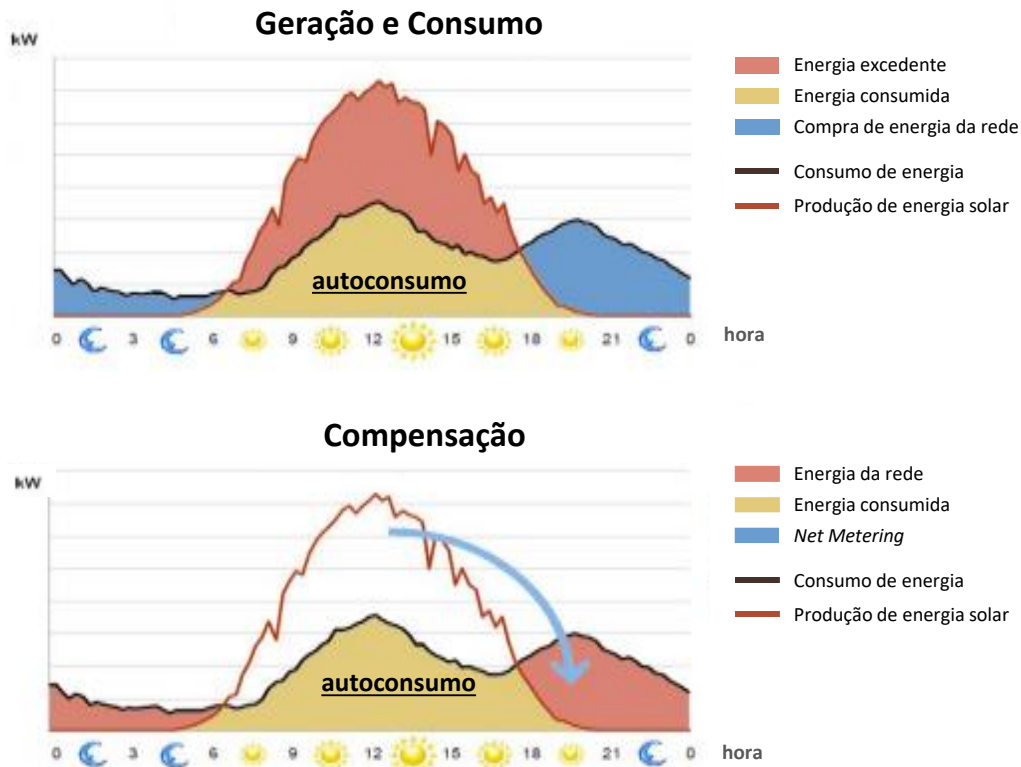
<sup>22</sup> Por exemplo, base de dados BDGD para a localização real da MMGD e o Software OpenDSS, para cálculo do fluxo de potência trifásico, ambos utilizados pela ANEEL.

<sup>23</sup> Na inexistência do monitoramento detalhado das perdas em tempo real, algo que somente se viabiliza com a digitalização das redes.



caso dos sistemas fotovoltaicos, de maior difusão no Brasil, isto ocorre durante as horas do dia em que há maior irradiação solar.

Figura 5 - Ilustração do Consumo Simultâneo da Geração Distribuída Fotovoltaica



Fonte: PSR.

Destaca-se que os efeitos sobre as redes de distribuição deste consumo simultâneo à geração já foram objeto de debate pela ANEEL e resultaram, inclusive, em mudança do posicionamento da Agência. Inicialmente, na AIR nº 0004/2018, conforme trecho abaixo, a Agência tratava a redução de consumo vinculada à simultaneidade como uma ação de eficiência energética.

*“92. Já sobre a parcela de energia que é consumida **simultaneamente** à geração, **pode-se considerá-la como uma medida de eficiência energética** adotada pelo consumidor. Na prática, **do ponto de vista da distribuidora, o efeito de um consumidor trocar suas lâmpadas incandescentes por lâmpadas de LED, reduzindo seu consumo, por exemplo, de 500 kWh para 380 kWh é o mesmo do consumidor que gera a energia e a consome sem utilizar a rede, reduzindo na mesma proporção seu consumo. Por isso, para escolha da alternativa a ser aplicada à GD, esta AIR não considera a redução de consumo ocorrida em função da geração simultânea à carga como um custo aos demais consumidores.**” (Grifo nosso)*

Ocorre que, tecnicamente, se trata de situação bastante distinta. Ações de eficiência energética (como troca da lâmpada, por exemplo) de fato garantem a redução do consumo. Ou seja, nesse caso há uma redução, absoluta ou relativa, do consumo de energia elétrica permanente e



atrelada a mudanças de processos e atividades. Haverá, portanto, um alívio no uso da rede de distribuição, com potenciais benefícios em termos de custos de investimentos e operacionais.

Por outro lado, o caso da MMGD é totalmente distinto, dada a intermitência da fonte fotovoltaica. Assim, não há uma redução absoluta ou relativa durante 24 horas do dia, em virtude de variações diárias de geração (ex.: períodos nublados), condicionadas pelas disponibilidades de irradiação solar<sup>24</sup>.

Considerando, portanto, que o prosumidor detentor de MMGD pode vir a exigir sua carga máxima em vários momentos, as redes de distribuição precisam estar preparadas para realizar o atendimento a esta carga máxima em períodos de intermitência de geração da MMGD - à noite ou em dias e períodos de baixa ou nenhuma irradiação solar. Desta forma, o autoconsumo não irá representar redução de investimentos e custos operacionais vinculados às redes de distribuição, dado que esta infraestrutura deverá estar apta para o atendimento do consumo da unidade consumidora.

Este foi o entendimento expressado pela ANEEL, após amadurecimento do tema, em que reconheceu ser o autoconsumo uma modalidade distinta daquelas medidas de eficiência energética. Neste sentido, cabe transcrever o seguinte trecho da Nota Técnica nº 0078/2019 da ANEEL:

*“Redução do mercado*

*1. A redução do mercado, computada como um custo na análise de custo-benefício da AIR, foi assumida como sendo a energia injetada na rede pelo consumidor, valorada pelas componentes da tarifa conforme alternativa escolhida para o Sistema de Compensação. A parcela de autoconsumo (geração simultânea à carga) não foi considerada na composição desse custo, apesar de ter sido considerada na composição dos benefícios da GD.*

*2. Sobre esse ponto, o Gesel coloca que não se deve assumir que a energia autoconsumida alivia o uso da rede e reduz o custo que essa rede tem para o usuário com GD, ao contrário do que ocorrem ações de eficiência energética.*

*5. Na segunda versão da AIR uma nova interpretação sobre o autoconsumo foi levantada, reconhecendo sua diferença em relação a uma ação de eficiência energética, em linha com a colocação do Gesel. Tendo em vista que essa parcela não é afetada pelas alternativas para o Sistema de Compensação e que ela deve ser pensada no âmbito da regulação econômica (risco de mercado, estrutura tarifária), optou-se por considerar na análise da AIR apenas os custos e benefícios da parcela de energia injetada. (...)” (Grifos nossos)*

Deste modo, considerando que não há custo evitado para as empresas de distribuição, pois será mantida a obrigação de investimentos em expansão, melhorias, reforços e substituição de

---

<sup>24</sup> Além da própria impossibilidade intrínseca da geração apresentar consistência e continuidade, também devem ser considerados os períodos de manutenção recorrentes, situações em que o consumo simultâneo será interrompido em determinado dia e/ou período do ano e, conseqüentemente, o prosumidor requisitará da rede a carga consumida.

equipamentos nas instalações de distribuição dentro do horizonte inicialmente estimado, entende-se que **a diretriz para este caso deve residir na necessidade de que a MMGD remunere adequadamente as redes de distribuição** que estarão disponíveis para a utilização em sua carga máxima, nos momentos de intermitência da geração ou de paradas para manutenção.

### **Reforçando a Importância do Sinal Tarifário – Locacional e Temporal**

Com base no exposto, fica claro que os efeitos da MMGD sobre as perdas técnicas e o carregamento dos circuitos de distribuição dependerão das condições operativas e do trecho de rede, que, por seu turno, são afetadas por aspectos temporais e locacionais. Tal relação de dependência reforça a necessidade de implementação de sinais econômicos que otimizem a alocação espacial da capacidade de geração distribuída ao longo da infraestrutura de distribuição (buscando mitigar, através do sinal tarifário, a expansão da MMGD em regiões onde traz custos adicionais ao sistema, por exemplo). Além disso, é desejável que as tarifas aplicáveis às instalações de MMGD reflitam temporalmente (preferencialmente de forma dinâmica) os custos incorridos nos diferentes pontos da rede de distribuição, inclusive considerando as diferenças de efeitos entre as modalidades de autoconsumo local, múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

A ANEEL, enquanto responsável pelos cálculos tarifários, inclusive, reforça esse entendimento em sua contribuição ao MME: “[...] *Sinais locacionais e horários e tarifas multipartes são importantes mecanismos para a captura desses benefícios e estão alinhadas com as melhores práticas internacionais.*”<sup>25</sup>

Cabe ressaltar que este processo vem sendo aplicado em locais onde a disseminação dos REDs já está mais avançada, o que acabou também levando ao avanço da regulação correlata, a exemplo do Estado de Nova Iorque, nos EUA. Denominada *Value of Distributed Energy Resources* (VDER), a metodologia remunera a energia produzida por sistemas de MMGD com componentes locacionais e temporais, conforme descrito no Anexo – Experiência Internacional.

## **2.4 Redes de transmissão: perdas técnicas e investimentos**

Com a alteração da visão tradicional da operação do sistema a partir da inserção da MMGD, uma vez que esta já não seguirá a lógica unidirecional do fluxo de energia, que parte do gerador centralizado até chegar no consumidor utilizando a rede de transmissão como transporte, vê-se no futuro uma maior integração entre os sistemas de transmissão e distribuição. Assim, após a análise dos aspectos relacionados à geração e distribuição, a presente seção destina-se a avaliar questões associadas aos impactos da MMGD à transmissão de energia em termos de (i) perdas técnicas e (ii) investimento no sistema.

Também no caso da transmissão há que se destacar o “senso comum” e o motivo de o evitarmos, conforme quadro abaixo:

---

<sup>25</sup> Parágrafo 12, da Nota Técnica nº 21/2022 – DR/ANEEL.

### Em se tratando de transmissão, qual senso comum se deve evitar?

Que necessariamente a inserção de MMGD provoca a redução de perdas elétricas e de investimentos na expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações do sistema de transmissão.

### Por quê?

Não há verdade absoluta sem a realização das devidas simulações, uma vez que o sistema de transmissão do SIN demanda análise das variáveis com níveis de discretização temporal, que permitam avaliar se há e qual o impacto da MMGD, cuja análise deverá considerar a integração dos sistemas de distribuição aos de rede básica. A título de exemplo de que não há verdade absoluta quanto aos benefícios da MMGD aos sistemas de transmissão, o ONS lista em carta enviada ao MME (CTA-ONS DGL 0301/2022) um dos impactos da MMGD nas redes de transmissão e de distribuição: *“A alta penetração de MMGD, principalmente a solar fotovoltaica, durante finais de semana ou em feriados, quando a carga do SIN atinge patamares mínimos, pode resultar em sobretensões no sistema de transmissão. Isto impacta na operação em tempo real do sistema, uma vez que os recursos tradicionais para controle de sobretensões podem não ser suficientes, demandando recursos adicionais. Assim, em um primeiro momento, este efeito impacta a operação em tempo real do SIN, com o aumento da quantidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão, com consequentes desgastes em equipamentos de manobra. Em um segundo momento, este efeito pode impactar o planejamento da expansão, que precisará recomendar soluções adicionais para fazer frente ao crescimento da penetração da MMGD. [...]”*.

## Impacto da MMGD sobre as Perdas Técnicas das Redes de Transmissão

Ressalta-se, inicialmente, que as perdas elétricas no sistema de transmissão de alta tensão estão relacionadas principalmente ao nível de carregamento nos circuitos, pois as perdas variam quadraticamente com a corrente que passa no circuito. Logo, alterações no ponto operativo de geração e demanda do sistema ou parâmetros elétricos dos circuitos, resultam em alteração de seus carregamentos e nas perdas.

Assim, como já mencionado para as demais valorações, entende-se que a avaliação do impacto da presença da MMGD na redução/aumento de perdas totais no sistema de transmissão deve ser realizada através de simulações detalhadas e horárias do SIN.

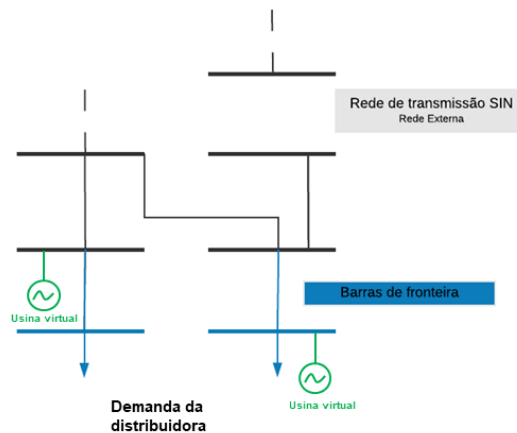
Para isso, além da representação detalhada do sistema centralizado, parque de geração/demanda e rede de transmissão, é importante que a MMGD seja representada no modelo de simulação considerando sua representatividade na fronteira entre o sistema de transmissão e distribuição. De uma forma geral, os impactos são pequenos em termos de perdas no sistema de transmissão, em termos médios, considerando que as perdas no sistema de alta tensão já são baixas<sup>26</sup> e os efeitos devem ser mais localizados.

Uma sugestão para avaliação dos impactos consiste no agrupamento da MMGD presente na rede de distribuição específica de cada concessionária, modelando-a como uma “usina virtual” ou uma “injeção de potência” nos barramentos de fronteira entre a Rede Básica (RB) e a rede da

<sup>26</sup> Em geral, como as redes de transmissão de alta tensão possuem características físicas de baixa resistência, as perdas elétricas são pequenas quando comparadas com as perdas elétricas no sistema de distribuição.

distribuidora. A Figura 6 mostra a visão esquemática da representação da rede de transmissão, rede de distribuição e as usinas virtuais.

**Figura 6 – Visão Esquemática das Redes de Transmissão e de Distribuição e Usinas Virtuais**



Adicionalmente, no entendimento do estudo realizado, assim como no caso das perdas da distribuição, uma análise consistente do impacto da MMGD nas perdas da transmissão deve conter:

- aplicação metodologia objetiva, simples e transparente, partindo-se de modelos e formatos já difundidos e validados, que possuam capacidade de representar detalhadamente as redes de transmissão e com múltiplos pontos operativos;
- simulação dos efeitos da inserção da MMGD para o sistema de transmissão, para cada distribuidora, de forma dinâmica, locacional e com discretização temporal<sup>27</sup>, que consiga capturar os efeitos sazonais e modulares da MMGD, a qual será agrupada na forma de uma “usina virtual”;
- utilização do fluxo de potência linearizado<sup>28</sup> para mensurar os custos e benefícios da MMGD em cada distribuidora<sup>29</sup>; e,
- atualização de forma periódica, considerando as bases energéticas e elétricas disponibilizadas pelo ONS e EPE.

### **Impacto da MMGD sobre os Investimentos nas Redes de Transmissão**

Com relação aos efeitos da MMGD nos investimentos da expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas redes de transmissão, há que se destacar que eventuais benefícios neste quesito devem estar associados a alteração dos principais *drivers* da expansão das redes de transmissão, quais sejam: atendimento à expansão do parque gerador, atendimento à demanda em todos os seus momentos e atendimento aos critérios de confiabilidade do sistema.

<sup>27</sup> De modo a capturar as discrepâncias nas fronteiras dos sistemas de transmissão e distribuição que dependem dos carregamentos dos circuitos locais, dinâmica da geração da MMGD e demanda da distribuidora.

<sup>28</sup> Métrica adequada como já demonstrado linhas acima.

<sup>29</sup> Na inexistência do monitoramento detalhado das perdas em tempo real, algo que somente se viabiliza com a digitalização das redes.

Dessa forma, para se avaliar se há custo ou benefício na postergação de investimento do sistema de transmissão de alta tensão, é necessário que se reflita a lógica de expansão do sistema para cenários de expansão de transmissão, estando contempladas nesta dinâmica a expansão de geração entre recursos centralizados e distribuídos, bem como suas especificidades.

Em outras palavras, a partir de um plano de expansão ótimo do parque gerador, advindo de um modelo de otimização de custos totais, considerando toda a sinergia e efeito portfólio dos recursos centralizados, deve ser verificado como o aumento/diminuição da penetração de MMGD nas redes de distribuição impacta os perfis das curvas de carga das distribuidoras e, conseqüentemente, como afeta o plano de expansão de geração resultante. Assim, a partir dos novos planos de geração, é possível verificar a necessidade de expansão do sistema de transmissão e comparar os custos e benefícios advindos da inserção da MMGD<sup>30</sup>.

Nesse contexto, o estudo estima que o impacto da inserção da MMGD na expansão do sistema de transmissão seja pouco significativo, pois:

- a expansão do sistema de geração centralizado continua necessária para a manutenção da operação do sistema dentro dos níveis de confiabilidade e flexibilidade necessários;
- a expansão do sistema de transmissão continua necessária para o escoamento de energia para os consumidores, caso não haja diminuição da demanda de ponta do sistema – o que depende do padrão da curva de carga nos pontos de fronteira;
- o critério de planejamento de confiabilidade utilizado no planejamento de transmissão traz redundâncias para esse sistema, trazendo como consequência a necessidade de mais investimentos nas redes de transmissão.

Adicionalmente, entende-se serem pertinentes as mesmas orientações citadas para as análises referentes às perdas técnicas, principalmente quanto à **utilização do fluxo de potência e à atualização periódica dos parâmetros**. Ainda, acrescenta-se **para o caso dos investimentos na transmissão a recomendação de que as simulações considerem modelos de otimização da expansão e operação do sistema como técnica mais adequada e completa quando comparada a metodologias de aproximações generalistas**.

### **3. Considerações acerca do Equilíbrio Econômico-financeiro das concessões de distribuição**

Além dos pontos específicos abordados nos tópicos anteriores, **é fundamental que as diretrizes para a aferição dos custos e benefícios advindos da MMGD respeitem o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica**. Para tal, os efeitos de quaisquer benefícios ou custos, nas dimensões de geração, transmissão, distribuição e perdas, devem ser identificados de forma transparente e devidamente tratados nos procedimentos da regulação técnica e econômica aplicáveis.

---

<sup>30</sup> É importante destacar que a substituição de geração centralizada por geração distribuída não é linear, isso porque os fatores de capacidade entre as fontes são distintos, o excesso de geração distribuída fotovoltaica pode continuar exigindo maior flexibilidade e como consequência, a expansão do sistema centralizado ainda ser demandado de usinas que tragam uma resposta rápida operativa.

Neste sentido, é primordial o devido reconhecimento tarifário dos custos operacionais e investimentos vinculados aos reforços e melhorias em redes, subestações e demais equipamentos de distribuição, requeridos para viabilizar o atendimento das solicitações de acesso de unidade consumidora com MMGD nas diferentes áreas de concessão, como determina o art. 2º e art. 8º da Lei nº14.300/2022.

Além disso, os benefícios líquidos ao SIN, que porventura existirem e levarem a abatimentos nas tarifas das unidades consumidoras com MMGD, conforme disposto no parágrafo 1º do art. 17º da Lei 14.300, deverão ser identificados juntamente com a avaliação das implicações nas distintas fontes de recursos. Ou seja, este tratamento deve ser respaldado pela **identificação dos benefícios líquidos, nas suas devidas dimensões, relacionando-os com os efeitos no correspondente componente tarifário e grupos beneficiados**. Essa recomendação está em linha com o art. 32 da Lei nº 14.300/2022: *“A ANEEL promoverá a divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos das centrais de microgeração e minigeração distribuída de forma a manter a transparência das informações à sociedade.”*

Se, a MMGD reduzir, por hipótese, preponderantemente custos sistêmicos do SIN, os abatimentos concedidos às unidades com MMGD deverão ter como contrapartida redução de custo arcado na tarifa por todos os consumidores dentro do SIN. Por outro lado, se ocorrer redução de custos de perdas técnicas em determinada área de concessão, a contrapartida será a redução do respectivo componente tarifário arcado pelos consumidores nesta mesma concessão específica, impactando assim apenas a respectiva distribuidora.

Desta forma, é possível identificar as fontes de recursos e seus componentes tarifários associados, evitando-se contrapartidas indevidas, com implicações negativas no equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, responsáveis pelo faturamento das unidades consumidoras com ou sem MMGD. Este princípio seria aplicável a componentes tarifários não sujeitos as regras de neutralidade existentes, cujos efeitos já evitassem tais desequilíbrios.



## **4. Proposta de diretrizes**

A par do exposto nas seções antecedentes, apresenta-se a seguir uma proposta para as diretrizes que deverão ser publicadas pelo CNPE, previstas no art. 17, §2º da Lei nº 14.300/2022:

### **Minuta de Diretrizes:**

Art. 1º A valoração dos custos e benefícios da microgeração ou minigeração distribuída de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, deverá atender diretrizes gerais e específicas.

§1º As diretrizes gerais deverão ser aplicadas a todas as metodologias definidas para as componentes de valoração de custos e benefícios, sem restrição.

§2º As diretrizes específicas deverão ser aplicadas de acordo com a metodologia de valoração de custos e benefícios associada a cada componente do sistema elétrico, segundo a divisão exposta nos incisos I, II e III deste parágrafo.

I – Expansão e operação da geração centralizada nos aspectos de energia e potência;

II – Expansão e operação das redes de transmissão, compreendendo tanto os investimentos (incluindo expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos), quanto as perdas técnicas; e

III – Expansão e operação das redes de distribuição, compreendendo tanto os investimentos (incluindo expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos), quanto as perdas técnicas.

Art. 2º São diretrizes gerais de obrigatoria aplicação às metodologias de que trata o §1º do art. 1º:

I – Utilização de critérios objetivos, que primem pela eficiência, economicidade e reprodutibilidade;

II – Garantia de que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios;

III – Garantia de transparência, publicidade e divulgação dos custos e benefícios sistêmicos da microgeração ou minigeração distribuída, incluindo as informações relativas aos efeitos nos encargos setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores, em conformidade com o Art. 32 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;

IV – Avaliação e valoração dos diferentes efeitos que afetam os custos e benefícios individualmente para cada um dos componentes referenciados no Art. 1º, §2º, sendo o resultado apurado mediante soma dos efeitos, positivos e negativos;

V – Aferição, de forma periódica, dos custos e benefícios tratados no inciso IV baseada em simulações quantitativas, reiteradas periodicamente com parâmetros e informações atualizados;

VI – Utilização de discretização temporal, visando considerar os efeitos relativos à sazonalidade e variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica da microgeração ou minigeração

distribuída na rede, o que inclui a análise de efeitos em períodos representativos (meses do ano, dias típicos, horas);

VII – Utilização de discretização locacional, visando considerar os efeitos relativos ao ponto de conexão às redes de transmissão ou distribuição;

VIII – Aplicação do resultado final dos custos e benefícios levantados para cada componente referenciado no Art. 1º, §2º, a ser reconhecido pela ANEEL, com base na aferição dos custos e benefícios tratada no inciso V, sejam de resultados positivos ou negativos;

IX – Sempre que houver benefícios líquidos gerados por redução de custos sistêmicos e externos à área de concessão, que venham a reduzir as tarifas aplicáveis à micro e minigeração distribuída, o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica deve ser preservado, assegurando-se as devidas contrapartidas de recursos às concessionárias de distribuição impactadas; e

Art. 3º São diretrizes específicas de obrigatória aplicação às metodologias de que trata o inciso I do §2º do art. 1º, referentes a expansão e operação da geração:

I – Aferição com base nos efeitos integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), levando em consideração os critérios de garantia de suprimento definidos pelo CNPE, bem como o equilíbrio entre oferta e demanda de energia;

II – Consideração de múltiplos cenários de geração na análise da contribuição das fontes solar e eólica (centralizadas e distribuídas), visando contemplar adequadamente sua variabilidade e estocasticidade;

III – Consideração de múltiplos cenários hidrológicos na análise da contribuição das fontes hidroelétricas;

IV – A metodologia de cálculo de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída para o SIN deverá ser capaz de incorporar todos os custos de: (i) investimento e (ii) operação, comparando todos os cenários de operação e expansão alternativos ao uso da tecnologia avaliada, o que inclui, mas não se limita, à geração de fontes solar e eólica centralizada;

V – A metodologia de cálculo de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída para o SIN deverá considerar ainda os custos decorrentes dos efeitos de exposição contratual involuntária em função de eventual sobrecontratação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica em decorrência da opção de seus consumidores pela microgeração ou minigeração distribuída; e

VI - Diferenciação do cálculo de custos e benefícios com relação à capacidade de controlabilidade e despachabilidade da geração.

Art. 4º São diretrizes específicas de obrigatória aplicação às metodologias de que trata o inciso II do §2º do art. 1º, referentes a expansão e operação das redes de transmissão:

I – Utilização de sistemas computacionais difundidos e confiáveis, que considerem múltiplos pontos operativos e representação detalhada da rede de transmissão do país;



II - Realização de simulações e cálculos de forma individual, por distribuidora, evitando-se abordagens generalistas, pois os efeitos da inserção da microgeração ou minigeração distribuída devem ser capturados na fronteira do sistema de transmissão e distribuição, de forma dinâmica, locacional e temporal;

III - Especificamente para o cálculo dos efeitos sobre as perdas técnicas nas redes de transmissão, na inexistência do monitoramento destas em tempo real, utilização de fluxo de potência linearizado, observada a discretização temporal de que trata o art. 2º, inciso IV;

IV – Especificamente para o cálculo do impacto dos investimentos e custos da rede de transmissão, deverão ser considerados os efeitos relativos à expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos; e

V – Atualização, de forma periódica, dos parâmetros, a partir de bases de dados energéticas e elétricas disponibilizadas pelo ONS e EPE.

Art. 5º São diretrizes específicas de obrigatória aplicação às metodologias de que trata o inciso III do §2º do art. 1º, referentes a expansão e operação das redes de distribuição:

I – Utilização de sistemas computacionais difundidos e confiáveis e, sempre que possível, já utilizados pela ANEEL para os cálculos tarifários das distribuidoras de energia elétrica;

II – Realização das simulações e cálculos de forma individual, por distribuidora, evitando-se abordagens generalistas, pois os efeitos da inserção da microgeração ou minigeração distribuída devem ser capturados de forma dinâmica, locacional e temporal, considerando as diferenças de efeitos entre as modalidades para a microgeração e minigeração distribuída previstas no Art. 1º, incisos I, II, VII e X, da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;

III – Especificamente para o cálculo dos efeitos sobre as perdas técnicas nas redes de distribuição, na inexistência do monitoramento destas em tempo real, utilização do fluxo de potência trifásico de cada distribuidora, observada a discretização temporal de que trata o art. 2º, inciso IV;

IV – Especificamente para o cálculo do impacto nos investimentos e custos da distribuição, deverão ser considerados os efeitos relativos à expansão, melhorias, reforços e substituição de equipamentos, além de impactos na qualidade do serviço, na qualidade do produto e nas compensações;

V - Sempre que possível os efeitos devem ser atualizados, no mínimo, a cada evento tarifário das distribuidoras de energia elétrica; e

VI - Estabelecimento de critérios técnicos e econômicos que evitem antecipadamente o congestionamento da operação do sistema de distribuição.

Art. 6º O faturamento das unidades consumidoras de que trata o caput do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, deverá levar em consideração as seguintes premissas:

I – A valoração dos custos e benefícios associados aos efeitos da MMDG das componentes de geração e transmissão, apresentadas nos incisos I e II do Art. 1º, deve se dar por meio da soma dos resultados, positiva ou negativa, ao sistema elétrico, calculados com base nas diretrizes aqui expostas e aplicadas uniformemente a todas as unidades de MMDG da concessão, de forma a

evitar subsídios cruzados entre a microgeração e minigeração distribuída e os demais consumidores, conforme regulação da Aneel.

II - Em relação ao sistema de distribuição, a valoração dos custos e benefícios deve possuir característica locacional conforme granularidade a ser definida pela ANEEL de forma a orientar a difusão da MMDG no sentido de maior eficiência de custos.

Art. 7º Os serviços prestados ao sistema elétrico pelas unidades de microgeração e minigeração distribuída serão remunerados de acordo com regulamentação específica, como determinado no art. 23 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, perseguindo-se a neutralidade tecnológica como premissa básica.

## ANEXO – Experiência Internacional

Considerando o contexto de que as tarifas de baixa tensão continuam a ser majoritariamente volumétricas, a difusão da MMGD, por meio do SCEE (*Net Metering*) impacta o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e a trajetória das tarifas dos consumidores não adotantes em função da redução de mercado. Esta dinâmica é bem conhecida na literatura especializada e reportada pelos autores do estudo *Utility of the Future* do MIT (2016)<sup>31</sup>:

*“Under NEM, payment for any costs recovered via volumetric charges in the electricity tariff — including energy, network, and policy costs — is reduced or entirely avoided by distributed generation (DG) users, leading to cross-subsidization of DG network users by customers without DG, since most network costs are unrelated to volumetric consumption and residual network and policy costs are not reduced at all by DG production”.*

Ou seja, devido à redução de mercado faturado, os custos fixos associados à infraestrutura de distribuição passam a ser redistribuídos para os demais consumidores, elevando, por consequência, suas tarifas. No caso brasileiro, este efeito tem um impacto temporário sobre as distribuidoras, cujo equilíbrio econômico-financeiro é reestabelecido em sua subsequente revisão tarifária periódica, mas um efeito duradouro é sustentado no tempo para os demais consumidores não adotantes da MMGD - muitos deles hipossuficientes. Trata-se, portanto, de um subsídio cruzado não justificado que distorce sobremaneira a imputação de custos entre grupos de consumidores.

É amplamente recomendado pela literatura especializada que a estrutura tarifária seja capaz de repartir os custos de maneira eficiente e justa entre os usuários, fornecendo assim o sinal adequado para promover o uso racional dos recursos e garantir a recuperação da receita regulatória definida. Essas recomendações se resumem nos princípios de equidade, eficiência e sustentabilidade econômico-financeira por Bonbright<sup>32</sup> (1961) e revisitados por Picciariello<sup>33</sup> (2015a) e Picciariello<sup>34</sup> (2015b). No caso do princípio da eficiência, se busca otimizar o uso da infraestrutura de rede (redução de picos), racionalizar custos e os investimentos requeridos ao longo da cadeia de energia elétrica. Para que estes benefícios se tornem realidade é necessário observar a causalidade dos custos, de modo que as tarifas reflitam a parcela imputada por cada usuário.

Essa causalidade dos custos é comprometida na medida em que aos consumidores não adotantes da MMGD está sendo imputado sobrecusto devido ao não pagamento da utilização

---

<sup>31</sup> MIT (2016), *Utility of the Future*, p. 85.

<sup>32</sup> BONBRIGHT, J. C. (1961). *Principles Of Public Utility Rates*, Public Utilities Reports, Inc., Columbia University Press, New York.

<sup>33</sup> PICCIARIELLO, A.; VERGARA, C.; RENESES, J.; FRÍAS, P.; SODER, L.H. Electricity distribution tariffs and distributed generation: quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, v.37, p. 23-33, nov. 2015a.

<sup>34</sup> PICCIARIELLO, A., RENESES, J.; FRÍAS, P.; SODER, L.H. Distributed generation and distribution pricing: why do we need new tariff design methodologies? *Electric Power Systems Research*, v.119, p.370-376, fev.2015b.

das redes pelas unidades adotantes, dada a redução global do mercado, inclusive aquela porção vinculada ao consumo simultâneo à geração, em um ambiente de tarifas majoritariamente volumétricas.

Diferentemente do caso brasileiro, a tabela abaixo mostra que os países/jurisdições que apresentam maior difusão da geração distribuída, tais como Alemanha, Reino Unido, Austrália, Nova Iorque e Califórnia, optaram por introduzir fixas (R\$/mês) e/ou demanda (R\$/kW) ao faturamento dos usuários conectados à rede de baixa tensão, o que mitiga os subsídios cruzados e os custos transferidos aos consumidores não adotantes. Com a utilização destas estruturas tarifárias binômias ou trinômias, com parcelas fixas (\$/mês) e/ou de demanda (\$/kW), o objetivo é aumentar a reflexibilidade de custos, incentivar o uso eficiente e recuperar adequadamente custos fixos, reduzindo a dependência do faturamento através da componente volumétrica (kWh). Ademais, nota-se que mesmo em países da América Latina como a Colômbia e o México houve a adoção de uma estrutura tarifária binômica composta por componentes volumétrica (\$/kWh) e fixa (\$/mês). A Tabela 2 a seguir sintetiza a estrutura tarifária de baixa tensão das principais jurisdições.

**Tabela 2 – Estrutura Tarifária aplicada à Baixa Tensão de outros países e jurisdições<sup>35</sup>.**

País/Jurisdição	Demanda (\$/kW)	Volumétrica (\$/kWh)	Fixo (\$/mês)	Temporal (kWh/kW)	Postos Horários
Alemanha	✓	✓	✓	-	-
Austrália	✓	✓	✓	TOU	2/3
Reino Unido	✓	✓	✓	TOU	2/3
Califórnia	✓	✓	✓	TOU	2/3
Nova Iorque	-	✓	✓	TOU	2
Chile	✓	✓	✓	TOU	2
Espanha	✓	✓	-	TOU	2/3
Itália	✓	✓	✓	TOU	3
Índia	✓	✓	✓	TOU	4
Colômbia	-	✓	✓	-	-
México	-	✓	✓	-	-

Legenda: Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Pricing (RTP).

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2021).

Além disso, o exame da experiência norte americana aponta para uma intensa atividade regulatória acerca da revisão das políticas de incentivo à geração distribuída em estados que adotaram o SCEE (*Net metering*) ao longo dos últimos anos. Ao se analisar as modificações realizadas no SCEE destes estados, constata-se o predomínio de medidas focadas na redução

<sup>35</sup>As distribuidoras *UK Power Networks*, *Ausgrid*, *Southern California Edison*, *Consolidated Edison*, e *Maharashtra State Electricity Distribution Company* foram respectivamente utilizadas nos casos de Reino Unido, Austrália, Califórnia, Nova Iorque e Índia. Para os demais casos foram utilizadas informações do Regulador ou Ministério Local.

das componentes tarifárias compensadas e/ou no estabelecimento de tarifas fixas /ou de demanda pelo uso da rede. No Quadro abaixo reportamos as reformas do *Net Metering* na California, Haváí e Nova Iorque.

## Net Metering e Incentivos Tarifários no caso dos EUA

Nos últimos anos a sistemática do *Net Metering* vem sendo reformulada em vários estados norte-americanos no sentido de reduzir subsídios e impactos negativos nos demais consumidores. No caso da Califórnia, o Net Metering (NEM) existe desde 1995 e já passou por algumas revisões ao longo do tempo. A revisão mais significativa ocorreu em janeiro de 2016, quando a *California Public Utilities Commission* (CPUC) anunciou a criação do NEM 2.0. Nesta nova modalidade a energia injetada pelos usuários não compensa mais a componente de encargos "não evitáveis"<sup>36</sup>. Os encargos não evitáveis possuem a finalidade de financiar políticas ambientais e sociais do setor elétrico local. A cobrança dos encargos não evitáveis somam cerca de \$0,02 por cada kWh injetado. Além disso, estima-se que a incidência da cobrança dos encargos durante a mudança para o NEM 2.0 reduziu o valor da energia injetada em cerca de 10-20%, dependendo do cliente. Após realizar uma análise de impacto do NEM 2.0 em 2021, a CPUC chegou à conclusão que os usuários com GD são ainda excessivamente subsidiados pelo esquema de Net Metering. Dessa forma, já se vislumbra a criação de um novo programa de remuneração em 2022. No caso do Havaí, o Net Metering foi encerrado para novos usuários em 2015. Os programas atualmente existentes são denominados Customer Grid-Supply + e Smart Export que remuneram a energia injetada por um valor que se situa entre 1/2 ou 1/3 do valor da energia vinda da rede<sup>37</sup>. Ademais, todos os programas incluem a cobrança de um valor fixo por unidade consumidora que pode variar entre US\$ 25 -50, dependendo do usuário. A Tabela 3 abaixo descreve os programas do Havaí.

**Tabela 3 – Net Metering vs CGS+ e Smart Export no Havaí.**

Tópico	NEM	CGS+	Smart Export
Início da Política	2001	2018	2018
Estado Atual	<b>Encerrado</b>	<b>Disponível</b>	<b>Disponível</b>
Pode Injetar na Rede?	Sim	Sim, mas distribuidora pode desligar sistema	Sim, mas não há compensação para energia injetada entre 9:00 e 16:00
Valor Energia Exportada (¢/kWh)	Igual tarifa volumétrica	10	15
Armazenamento	Opcional	Opcional	Obrigatório
Componente Fixo na Tarifa de Consumo	-	Cobrança mínima de US\$ 25 para UCs residenciais e US\$ 50 para comerciais	Cobrança mínima de US\$ 25 para UCs residenciais

<sup>36</sup> *Non-bypassable Charges* (NBC) em inglês. São compostos por *Wildfire Fund Charge*, *Competition Transition Charge*, *Nuclear Decommissioning* e *Public Purpose Program*.

<sup>37</sup> O preço médio da energia vinda da rede é cerca de US\$ 0,32 por cada kWh. O CGS + paga cerca de US\$ 0,10 por cada kWh injetado e o *Smart Export* paga US\$ 0,15 por kWh injetado (caso a injeção não ocorra entre 09:00 e 16:00).

Em relação à Nova Iorque, o Net Metering não é mais aplicável para os novos usuários com capacidade maior que 750 kW desde 2017. Para esses usuários o Value of Distributed Energy Resources (VDER) é a metodologia utilizada para remunerar a energia produzida pelos sistemas de GD de acordo com o impacto que estes causam no sistema elétrico e no meio ambiente. O VDER considera os efeitos da geração distribuída sobre a expansão do sistema sendo utilizados para isto componentes tarifários locais e temporais. Cada kWh produzido pelos sistemas é valorado (US\$/kWh) de acordo com o preço marginal local<sup>38</sup> e cada kW reduzido da demanda de ponta é remunerado (US\$/kW) de maneira proporcional ao nível de congestionamento em determinado local e horário. Em relação aos impactos ambientais, os sistemas que utilizem fontes renováveis e não emissoras de poluentes recebem maior valor por cada kWh injetado. Para os demais clientes, ou seja, para os usuários com carga inferior a 750 kW, o Net Metering ainda é permitido, mas os sistemas inscritos nesta categoria também não compensam os encargos "não evitáveis". Além disso, o Net Metering, mesmo dos usuários com carga inferior a 750 kW só está garantido até 2022.

Portanto, é notório pela experiência destes outros países/jurisdições que tanto a existência de tarifas multipartes como a revisão dos esquemas de *Net Metering* visam mitigar os subsídios cruzados e a transferência de recursos entre grupos de consumidores.

No caso brasileiro, a aprovação da Lei 14.300 foi um passo na direção da racionalização do SCEE, ação que deverá ser complementada pela urgente reforma nas estruturas tarifárias visando a inserção de componentes de cobrança fixos ou por demanda (\$/kW) e sinais temporais que visam a cobertura dos custos comerciais e da disponibilidade da rede, e promovam uma maior eficiência e alocação mais justa dos custos de rede.

---

<sup>38</sup> Remuneração ocorre de acordo com Preço horário do mercado atacadista de energia de Nova Iorque.