



MINISTÉRIO DA ECONOMIA
Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade
Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura
Subsecretaria de Regulação e Mercado

Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME

Assunto: **Micro e Mini Geração Distribuída – Subsídios e Incentivos – Audiência Pública ANEEL nº 001/2019.**

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. A Audiência Pública nº 001/2019 aberta pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 24 de janeiro de 2019, objetiva obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR, apresentada no Relatório nº 4/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 6 de dezembro de 2018, e que trata de propostas de alterações nas regras aplicáveis à Micro e à Minigeração Distribuída – MMGD, atualmente, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. O prazo para envio das contribuições encerra-se em 19 de abril de 2019.
2. A presente nota tem como foco a promoção da eficiência econômica na modalidade de MMGD. Atualmente, observa-se transferência de recursos para os consumidores que fazem opção pelo uso da geração distribuída, via subsídio cruzado, onerando os demais consumidores que não estão inseridos nesse modelo. Dessa forma, serão realizados comentários e sugestões com o propósito de avaliar e minimizar esse efeito no mecanismo de operação desses agentes.
3. Entende-se ser o caso da adoção, nos moldes da AIR apresentada pela ANEEL, da alternativa 5 para a MMGD remota e local, em que pese algumas considerações, conforme elementos apresentados a seguir. Cabe aprofundamento do assunto para que se tenha maior precisão acerca dos impactos tarifários decorrentes das alterações propostas, além das alternativas de sistemas de compensação, que reduzam possíveis distorções nas relações econômicas entre os agentes.

ANÁLISE

4. AIR emitida sobre a Resolução ANEEL nº 482/2012 - MMGD

- 4.1. Segundo o Relatório nº 4/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, a Resolução ANEEL nº 482, de 2012 foi publicada com o intuito de reduzir as barreiras para a conexão de micro e minigeração distribuída e incentivar o desenvolvimento do mercado, principalmente da geração fotovoltaica, que é o tipo de fonte mais utilizada para esse propósito.
- 4.2. Este normativo estabeleceu que o sistema de compensação de energia elétrica seria aquele em que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com MMGD poderia ser injetada na rede da distribuidora e deduzida posteriormente do seu consumo mensal. Esse sistema é internacionalmente conhecido como *net metering*. Quando a energia injetada é superior à energia consumida, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) que poderá ser utilizado para abater o consumo dos meses subsequentes, considerando-se um período de até 60 meses.
- 4.3. O valor a ser deduzido atualmente considera **todos** os componentes tarifários, de modo que a energia injetada na rede pelo gerador é valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores. Incluem-se, aí, portanto, as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (fio A, fio B, encargos e perdas) e as Tarifas de Energia – TE (encargos e energia).
- 4.4. Conforme relatado pela ANEEL, na AIR, as distribuidoras de energia elétrica alegaram não estarem sendo devidamente remuneradas pelo uso da rede. Já os representantes da cadeia de fornecedores e instaladores de equipamentos, bem como os próprios consumidores interessados defendem o modelo atual, argumentando sobre a necessidade de se consolidar o mercado de MMGD no Brasil. Assim, a Agência entendeu por bem avaliar se o sistema de compensação estaria transferindo custos (ou eventuais benefícios) aos consumidores que não possuem geração distribuída e que dependem exclusivamente da energia fornecida pela distribuidora.
- 4.5. Impulsionada por essas discussões, a Agência abriu a Audiência Pública nº 001/2019, na qual foram apresentadas seis possibilidades de compensação de energia para a MMGD, denominadas de **Alternativas 0 a 5**, e que são reproduzidas a seguir.
 - Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
 - Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
 - Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
 - Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
 - Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
 - Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.
- 4.6. A partir de uma análise de custo-benefício, a ANEEL calculou o Valor Presente Líquido – VPL para cada uma das alternativas. Nessa avaliação, levou-se em consideração se a geração distribuída se enquadraria como local, onde a compensação dos créditos pela energia gerada se dá no mesmo local onde a energia é produzida, ou como remota, situação em que o consumo se dá em local diferente de onde a energia é produzida.
- 4.7. Além disso, avaliou-se qual seria o momento mais adequado para implementação das novas formas de compensação, que foi denominado pela Agência como “gatilho”. Deste modo, adotou-se como gatilho o alcance de um valor específico de potência instalada, que seria aplicado para as distribuidoras proporcionalmente aos seus mercados de energia elétrica em baixa tensão.
- 4.8. A seguir, são apresentados os resultados da AIR quanto às alternativas escolhidas como sistema de compensação de energia tanto para a geração distribuída local, como para a remota.

Tabela 1 – Resumo dos resultados apresentados pela ANEEL na AIR sobre MMGD

48513.009688/2019-00 anexo 01

Geração Distribuída Local	
Período de Adesão à MMGD	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
Até o final de 2019.	Alternativa 0 por 25 anos a partir da data da conexão.
Entre 2020 e o acionamento do gatilho (3,365 GW).	Alternativa 0 pelos 10 primeiros anos de conexão; Alternativa 1 após os 10 anos iniciais da conexão.
Após o acionamento do gatilho.	Alternativa 1.
Geração Distribuída Remota	
Período de Adesão à MMGD	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
Até o final de 2019.	Alternativa 0 por 25 anos a partir da data da conexão.
Entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW).	Alternativa 0 pelos 10 primeiros anos de conexão; Alternativa 3 após os 10 anos iniciais da conexão.
Entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW).	Alternativa 1 pelos 10 primeiros anos de conexão; Alternativa 3 após os 10 anos iniciais da conexão.
Após o acionamento do 2º gatilho (2,13 GW).	Alternativa 3.

4.9. A ANEEL, com base em suas projeções, estimou que, em 2025, haveria, no país, uma capacidade instalada de 3.365 GW de geração distribuída. Deste modo, no que tange ao sistema de compensação local, fez uma avaliação considerando que o tempo de retorno de investimento (*payback* simples), mantido o sistema de compensação atual, seria de 5,3 anos. Já a alteração para a alternativa 1 em 2025, data em que, a princípio, se atingiria a marca de 3.365 GW, resultaria em um *payback* de 5,6 anos.

4.10. Assim, nas palavras da Agência, “apesar de levar a um aumento no tempo de retorno do investimento, não representaria uma ruptura no modelo capaz de comprometer o mercado de GD (a viabilidade dos projetos de GD se manteria). Isso porque, em 2025, a mudança para a Alternativa 1 implicaria em um *payback* de 5,6 anos, valor esse muito próximo ao *payback* de 5,3 anos verificado atualmente para a Alternativa 0. Logo, a alteração no modelo de compensação se daria num momento em que o mercado estaria consolidado e se traduziria em um ajuste que permitiria uma distribuição mais equilibrada dos custos e benefícios da GD e seria facilmente absorvido pelo mercado. Em outras palavras, manter a Alternativa 0 indefinidamente representaria um desequilíbrio entre todos os usuários da rede de distribuição”.

4.11. Para o sistema de compensação local, e com base nessa avaliação apresentada de forma detalhada na AIR (p. 33 – 39 do Relatório nº 4/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL), a Agência propôs o gatilho para a mudança da alternativa 0 para a 1 a partir do atingimento da potência de 3.365 GW.

4.12. No caso da geração distribuída remota, e a partir da avaliação do VPL, a ANEEL entendeu que o melhor sistema de compensação se daria pela alternativa 3. Porém, julgou que sua aplicação imediata poderia inviabilizar o desenvolvimento da geração distribuída remota. Por outro lado, considerou que sua aplicação, somente em 2025, traria prejuízos aos demais consumidores que não dispusessem de geração distribuída. Com base nisso, considerando análise de *payback*, optou por uma implementação em etapas: a primeira mudança seria para a alternativa 1 e ocorreria em 2022 ou quando a potência equivalente fosse atingida, ou seja, 1,25 GW. Depois, se migraria para a alternativa 3, em 2025, ou quando a potência instalada equivalente fosse atingida.

4.13. A ANEEL avaliou também o porquê de se considerar como gatilho a capacidade instalada, e não as datas elencadas anteriormente. Para tanto, listou vantagens e desvantagens de cada uma destas opções. Por fim, considerou que a adoção da potência traria mais benefícios. Além disso, entendeu que as desvantagens oriundas da adoção desse gatilho seriam mais fáceis de serem mitigadas comparativamente às datas (p. 44 – 46 do Relatório nº 4/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL).

5. Contextualização

5.1. Os argumentos favoráveis à MMGD são, em geral, ancorados na baixa emissão de gases de efeito estufa – GEE, uma vez que esta modalidade de geração é composta fundamentalmente por fonte solar. Outro ponto frequentemente apresentado é o ganho de autonomia do consumidor, que passa a ter poder de escolha entre se manter como consumidor cativo ou migrar para a MMGD, se tomando um prosumidor[1], o que contribuiria com a segurança de suprimento e com a diversificação da matriz de energia elétrica.

5.2. No entanto, levando-se em conta justamente a fonte majoritária de geração fotovoltaica aplicada na MMGD, impõe-se grande variabilidade de sua produção de energia ao longo do dia, fenômeno conhecido por intermitência. Logo, fontes de geração intermitentes necessitam de geração complementar (“redundância”), com vistas a manter a confiabilidade da operação do sistema, e que, de certa forma, podem acarretar em elevação dos custos de operação, visto a necessidade, em último caso, de realizar o deplecionamento dos reservatórios e o acionamento de Usinas Termelétricas – UTEs.

5.3. Tendo em vista o crescimento acelerado deste tipo de modalidade de geração[2], e como já mencionado, a questão do subsídio presente no sistema de compensação de energia introduzido pela Resolução nº 482, de 2012, a ANEEL instituiu processo a fim de revisar a norma atualmente vigente. Aqui, ao se tratar da busca pela eficiência econômica, há de se mencionar a importância da eliminação de subsídios cruzados que estejam distorcendo o sinal de preço real e estimulando fontes que podem não ter os atributos mais adequados à expansão da oferta de energia, sob a ótica de que aos consumidores devem ser informados sobre o valor real de cada fonte – atributos e custos, incluídos, af, os subsídios e os incentivos fiscais, financeiros e tributários – de modo que se tenha a sinalização correta acerca da tarifa paga pelo consumidor. Do contrário, interfere-se assim na concorrência entre fontes, resultando em ineficiências para o sistema como um todo, já que alguns grupos estão pagando para que outros usufruam de determinado produto/serviço, que de outra forma poderiam não estar sendo ofertados naturalmente na mesma proporção de mercado. Tais correções são importantes, pois tendem a reduzir o custo sistêmico do serviço e a estimular investimentos capazes, de fato, de concorrer pelo mercado.

5.4. Cabe esclarecer que não se manifesta aqui oposição propriamente à existência de subsídios cruzados, mas é importante atentar para o benefício econômico líquido resultante de sua implementação e sua devida mensuração. No caso em questão, portanto, há questionamento quanto ao presente subsídio entre grupos de consumidores em decorrência da estrutura tarifária existente, principalmente quando observado que os prosumidores possuem, em geral, renda mais elevada do que a média da população brasileira – fazendo com que os subsídios ocorram como transferência dos mais pobres para os mais ricos – o que, sob o ponto de vista de elaboração de política pública, não é adequado.

[1] De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 o termo prosumidor refere-se a um neologismo baseado no termo em inglês *prosumer* que representa a junção das palavras produtor e consumidor.

[2] Segundo o Relatório nº 4/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, previa-se, em 2016, 2017 e 2018, em termos de capacidade instalada, 53 MW, 151 MW e 304 MW, respectivamente. Contudo, na prática, verificou-se a superação dos valores previstos com a instalação, em 2016, de 85 MW, em 2017, de 255 MW, e, em 2018, de 530 MW.

6. Consequências da Instalação de MMGD

6.1. A presente análise foca nos sistemas de MMGD locais e remotos conectados à rede de distribuição, conforme definido pela Resolução nº 482, de 2012. Assim, visto que a maior parte das instalações é composta por painéis fotovoltaicos, pode-se dizer que estes atendem as unidades consumidoras, durante o dia, e à noite, estas unidades fazem uso da energia fornecida pela rede, constituindo-se, assim, um sistema de complementação de energia elétrica.

6.2. Para que um consumidor considere vantajosa a MMGD, o mecanismo de compensação da energia consumida/injetada deve compensar as despesas realizadas com investimentos em um prazo razoável. O investimento requerido pode diminuir, estando relacionado, por exemplo, ao aumento da oferta de painéis fotovoltaicos no mercado, com ganhos associados à escala, concorrência e desenvolvimento tecnológico.

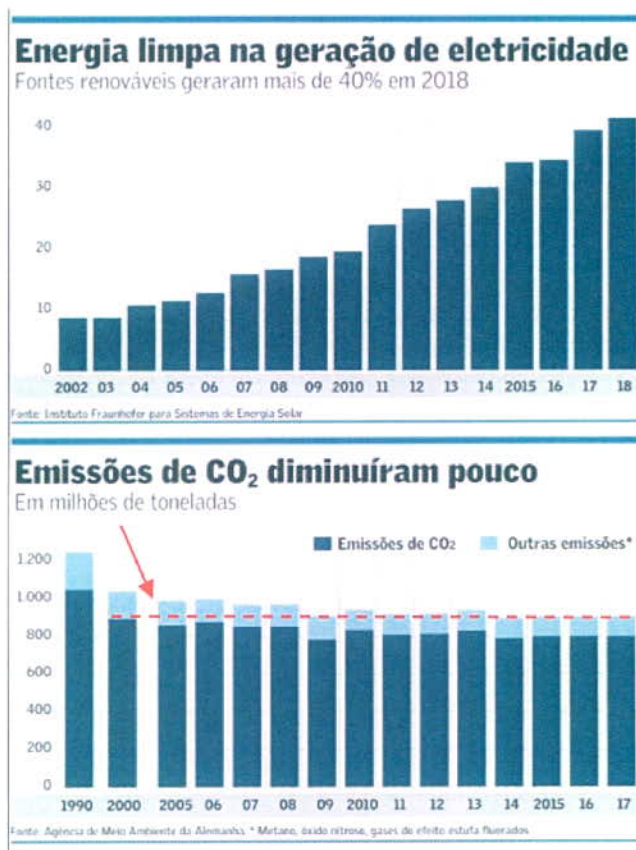
- 6.3. Outro ponto a ser considerado na análise de custo-benefício para a instalação de MMGD é o chamado Fator de Simultaneidade referente ao percentual de energia autoconsumida, imediatamente, em relação ao total de energia gerada. Isto é, quanto maior o fator, proporcionalmente, menos energia é injetada na rede.
- 6.4. Dessa forma, um alto índice de simultaneidade significa que aquele agente está utilizando menos a rede de distribuição, sendo que este fator difere conforme o perfil da MMGD. Frisa-se que, para instalações remotas, o Fator de Simultaneidade é zero, ou seja, o escoamento da energia até o consumidor, inevitavelmente, se dará pelo sistema de distribuição.
- 6.5. Inclusive, no *Webinar* realizado, pela ANEEL, em 31 de janeiro de 2019, a Agência afirmou que, juntamente com a valoração da energia evitada pelo Custo Marginal de Expansão – CME, tendo em vista o impacto da MMGD, no planejamento da expansão, a variável Fator de Simultaneidade é a que mais influenciou os resultados apresentados na AIR.
- 6.6. Exatamente por isso, é necessário observar o fator horário da parcela não-simultânea. A adoção de MMGD implica impactos tarifários a serem considerados, pois o valor da tarifa residencial não apresenta variação horária ao longo do dia. De maneira geral, os sistemas fotovoltaicos injetariam energia na rede de distribuição, período diurno, quando a demanda não seria tão elevada. Por sua vez, os créditos resultantes poderiam ser usados no período de ponta em que a energia é mais cara e quando não haveria geração fotovoltaica. Ressalta-se que essa situação poderia não ser verificada no verão, quando o maior uso de ar condicionado se dá no horário de maior incidência solar.
- 6.7. É importante pontuar que, em que pese o modelo da MMGD ter sido concebido para pessoas físicas, o que se vê, hoje, no mercado, são empresas que, valendo-se da alta margem que a regulação em vigor oferece, investem na modalidade “geração compartilhada”, em localidades ermas, fazendo uso da rede de subtransmissão e de distribuição da distribuidora local, e observam margens muito superiores às que alcançariam em uma usina de geração solar contratada de maneira centralizada em leilões de energia nova. Basta apontar que, no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado “A-4”, realizado em 4 de abril de 2018, contrataram-se 29 empreendimentos, com capacidade instalada total superior a 800 MW, a um preço médio de 118,04 R\$/MWh. Por outro lado, as empresas que investem em geração compartilhada, nos moldes da Resolução ANEEL nº 482, de 2012, vendem sua energia pelo preço de varejo, decrescido de uma pequena margem (ex. 15%). Buscando o exemplo da CEMIG, com preço da energia (pós-impostos) de cerca de 890 R\$/MWh[3], observa-se certo desequilíbrio imposto pela regulamentação em vigor para MMGD.
- 6.8. Conforme avaliado no Texto para Discussão nº 2.388 – Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico, do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – Ipea, de autoria de Stefano Giacomazzi Dantas e Fabiano Mezadre Pompermayer, de maio de 2018, a distribuidora estaria assim considerando no crédito para a MMGD uma tarifa no valor convencional, superior ao da tarifa fora de ponta, horário em que ocorre a injeção. Já no período de ponta, o valor pago pelo MMGD seria o convencional, inferior à tarifa de ponta. Dito de outra forma, pode haver desequilíbrio das contas da distribuidora – pois no caso dos sistemas fotovoltaicos instalados como MMGD, como não há diferenciação tarifária para esse consumidor, o crédito em energia adquirido pela distribuidora ocorre no período fora de ponta (mais barata) e esse crédito em energia é utilizada pelo prosumidor no horário de ponta (mais caro). Esse déficit é incorporado, via aumento de tarifa, corrigida no processo de revisão da concessionária. Em consequência, o ônus recai, ao final, sobre o consumidor.

[3] <https://www.cemig.com.br/pl-br/atendimento/corporativo/Paginas/tarifas.aspx>

7. O Caso da Alemanha e a Geração de Energia Elétrica a Partir de Fontes Renováveis

- 7.1. Importante fazer referência, nesta Nota Técnica, sobre o caso da Alemanha[4], que, nas últimas décadas, passou por significativa transição energética, por meio do programa denominado *Energiewende*, custeado pela sociedade alemã, mediante elevada carga de subsídios, e no qual se buscou substituir progressivamente a energia de origem nuclear e a carvão, resultando, hoje, na instalação de uma expressiva capacidade instalada de energia renováveis, sobretudo de sistemas de geração eólicos e fotovoltaicos.
- 7.2. A Alemanha pretende aumentar a participação das energias renováveis, no consumo final de energia bruto, para 60% até 2050.
- 7.3. No que tange à geração distribuída, a partir de 1990, adotou-se naquele país, um sistema de preços diferenciado para esta modalidade de geração a partir de fontes renováveis, na qual se adotou uma tarifa prêmio, também conhecida pelo termo em inglês *feed in tariff*, superior à praticada pelas distribuidoras, que remunerava toda a energia gerada e fornecida à rede[5]. Assim, a estrutura de incentivos implícita nesse mecanismo é de subsídio para tais fontes.
- 7.4. Nesse contexto, deve-se mencionar a indústria alemã, que a fim de manter sua competitividade, pressiona por um fornecimento de energia elétrica com confiabilidade e a baixo custo. Como já mencionado, as fontes renováveis não podem ser utilizadas como energia de base, em razão de sua intermitência. Logo, a fim de manter a segurança de suprimento é necessário dispor de geração redundante. Assim, apesar da redução dos preços das renováveis, na Alemanha, ainda há forte dependência de geração de energia proveniente de usinas a lenhito, um tipo de carvão altamente poluente.
- 7.5. Comparativamente ao ano de 1990, a meta alemã para redução de emissões de GEE, para 2020, é de pelo menos 40% e de pelo menos 55% até 2030. Porém, o Relatório sobre Proteção do Clima, divulgado pelo Ministério do Meio Ambiente alemão, em 2018, e que trouxe avaliação acerca do progresso feito com o Programa de Ação Climática, afirmou que as medidas ali definidas não foram suficientes – o que poderia, inclusive, comprometer a meta para 2020[6] [7].
- 7.6. Segundo alerta de especialistas cujas opiniões acompanham o Relatório de Monitoramento da *Energiewende* do Ministério da Economia, de 2018, a Alemanha provavelmente perderá metas cruciais da *Energiewende*, o que poderá afetar a credibilidade do projeto[8].
- 7.7. Além disso, aquele país vem sendo questionado se o programa de inserção de renováveis é eficaz na redução de GEE, uma vez que há sinalização, pelo governo alemão, de dificuldades para o cumprimento das metas propostas[9].
- 7.8. A Figura 1 mostra a evolução da geração a partir de fontes renováveis e como se comportaram as emissões de GEE na Alemanha.

Figura 1 – Geração de energia elétrica e emissões de GEE na Alemanha.



Fonte: Valor Econômico, de 31 de janeiro de 2019 - Merkel deixa um legado ambiental controverso, em tradução de texto originalmente produzido pelo jornal Financial Times.

7.9. É importante destacar diferenças significativas entre Brasil e Alemanha. Em primeiro lugar, PIB per capita. Mesmo em Paridade de Poder de Compra (PPC), o da Alemanha é mais de três vezes o Brasileiro: \$15 mil, contra \$5 mil em 2016^[10]. E, em segundo lugar, a diferença entre a matriz atual de energia composta por fontes renováveis dos dois países. Enquanto, no Brasil, quase 80% da geração de energia elétrica foi proveniente de fontes renováveis em 2017^[11], no mesmo ano a Alemanha contava com 38% de sua geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis^[12]. Esta enorme diferença de renda e da matriz elétrica atual, além da questão estratégica do país precisar ser cada vez mais independente do gás importado da Rússia, poderia explicar a insistência em um programa que, claramente, não atingiu seus objetivos de redução de CO₂, além de custar cerca de € 25 bilhões (mais de R\$100 bilhões) por ano aos consumidores alemães^[13]. No entanto, a mesma necessidade é questionável para o Brasil, que pode ter outras prioridades para alocação de recursos.

[4] Inicialmente, a Alemanha pretendia, até 2032, não mais fazer uso de energia nuclear. Em razão do acidente de Fukushima, no Japão, o país decidiu antecipar esta meta e se comprometeu a fechar todas as suas usinas nucleares até 2022.

[5] Informações obtidas no Texto para Discussão nº 1812 – Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico, de autoria de Andrea Felipe Cabello e Fabiano Mezadre Pompermayer, Ipea, fevereiro de 2013.

[6] Divulgado em <https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzbericht_2018_bf.pdf>. Acesso em 17 de março de 2019.

[7] <<https://www.cleaneenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>>. Acesso em 22 de março de 2019.

[8] <<https://www.cleaneenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>>. Acesso em 22 de março de 2019.

[9] Valor Econômico, de 31 de janeiro de 2019 – “Merkel deixa um legado ambiental controverso”, em tradução de texto originalmente produzido pelo jornal Financial Times.

[10] World Bank Public Data.

[11] EPE. Balanço Energético Nacional. 2018, dados de 2017.

[12] Reuters. Renewables overtake coal as Germany's main energy source. Janeiro de 2019. <<https://www.reuters.com/article/us-germany-power-renewables/renewables-overtake-coal-as-germanys-main-energy-source-idUSKCN1OX0U2>>. Acesso em 13 de abril de 2019.

[13] Clean Energy Wire. How much does Germany's energy transition cost? 2018. <<https://www.cleaneenergywire.org/factsheets/how-much-does-germanys-energy-transition-cost>>. Acesso em 13 de abril de 2019.

8. Simulação do Custo do Subsídio Implícito da MMD

8.1. De uma maneira simplificada, pode-se explicar o cálculo, a seguir, por meio da seguinte analogia: imaginando que há apenas um único usuário no sistema elétrico, que paga R\$50 de energia (TE) e R\$50 pelo uso da rede (TUSD); assim, os R\$100 necessários para operar o sistema são pagos integralmente por este consumidor. Entrando um segundo usuário, com idêntico perfil de consumo, imaginemos que os custos também serão dobrados (pela necessidade de gerar mais energia e de aumentar a capacidade da rede); porém, com o dobro do custo e o dobro de usuários, o valor individual continuará sendo o mesmo.

8.2. O que acontece com o *net metering* é que se este segundo consumidor decidir colocar painéis solares em sua casa, ele imporá custos de TUSD (pois gerará em um horário e consumirá em outro – ou seja, ele não é independente do sistema), porém não pagará por este uso do sistema. Como consequência, seu vizinho terá que absorver o custo total, passando a pagar R\$100 pela TUSD (o dobro do que pagava antes) e R\$50 pela TE, com um total de R\$150. Esta diferença aumenta ainda mais se considerarmos que este segundo usuário gera energia em um determinado horário, mas consome em outro. Se a energia que ele produz tem um determinado perfil técnico – como, por exemplo, gerar apenas durante o dia, por ser fonte solar – mas a energia que ele consome tem um outro perfil – como, por exemplo, termelétrico ou hídrico, utilizado para produzir energia à noite – há um descasamento entre o custo marginal que ele impõe ao sistema e o benefício marginal que ele entrega ao sistema.

8.3. Informa-se que o cálculo abaixo descontou ainda a parcela de consumo “simultâneo”, isto é, a parcela que é consumida pelo detentor da MMD no exato momento de sua produção. Da diferença, foi subtraído o custo da energia solar centralizada (pela similaridade no perfil de geração); o resultado da subtração entre mix real do sistema e uma fonte centralizada de perfil técnico semelhante é, justamente, a diferença do benefício percebido pelo consumidor, quando consome energia em horário diferente de sua produção.

8.4. Em outras palavras, se a simultaneidade fosse de 100%, o consumidor 1 não precisaria pagar nada a mais para o consumidor 2, já que este seria totalmente independente da rede e não importaria custos adicionais. Não sendo esse o caso, o fato é que o consumidor 1 sempre pagará algo a mais pelo consumidor 2.

8.5. Os encargos devem permanecer no cálculo, já que são rateios de custos de todo o sistema, com benefícios percebidos por todos os usuários. E, finalmente, calcularam-se dois resultados diferentes, um considerando os impostos, e outro sem considerar os impostos, sendo a diferença entre os dois a renúncia

fiscal percebida pela continuidade do sistema regulatório atual.

8.6. Portanto, a metodologia:

- a) Calculou, com base na proporcionalidade da potência instalada de MMGD em cada distribuidora do país, o valor médio ponderado da tarifa de energia elétrica percebido pelo consumidor (com e sem impostos, em R\$/MWh);
- b) Importou as estimativas contidas na AIR da ANEEL para dimensionar o avanço da geração de energia elétrica proveniente de MMGD até 2035 (em MWh/ano);
- c) Ano a ano, calculou quanto custará, em termos de renúncia de receita para o sistema ("a" vezes "b"), a MMGD (com e sem impostos);
- d) Subtraiu do item "c", o consumo simultâneo (isto é, quando o prosumidor gera e consome, instantaneamente, sua própria energia). Esta distinção é importante pois, no momento em que ele não está consumindo sua própria energia, ele está utilizando todo o sistema elétrico (seja para escoar sua produção adicional, durante o dia, seja para consumir de outra fonte de geração, durante a noite);
- e) Subtraiu, do item "d", o valor equivalente ao consumo mínimo (100 kWh), pago por prosumidor conectado ao sistema (100 kWh vezes "a");
- f) Subtraiu do item "e", o valor concorrente da mesma fonte predominante na MMGD (solar), porém obtido em leilões centralizados. Este critério é importante pois considera exatamente o mesmo perfil de geração, com as mesmas externalidades ambientais;
- g) Ano a ano, calculou-se quanto que os prosumidores deixarão de pagar ao sistema, impondo custos que deverão ser rateados por todos os demais consumidores ("subsídio-cruzado");
- h) Ao final, dois resultados foram alcançados – um considerando impostos (ICMS, PIS e COFINS) e outro sem impostos;
- i) O fluxo de caixa até 2035 (horizonte utilizado na AIR da ANEEL) foi trazido a valor presente valendo-se da taxa de juros do Tesouro IPCA+ 2035 vigente em 05 de abril de 2019 (4,47%), que é o custo do incremento da dívida pública em um *duration* idêntico ao horizonte definido neste estudo. Este parâmetro comparativo é importante pois, no limite, políticas públicas podem ser implementadas com recursos públicos, mediante incremento na dívida – e, independentemente de ser um custo associado ao pagador de impostos ou ao consumidor de energia elétrica, falam-se aqui de decisões que drenam valor da economia, sendo alocados de maneira forçada em um determinado segmento, em detrimento de outros. Também foi calculado o valor presente utilizando o WACC regulatório de 8,09%, a título de referência. Os resultados encontrados estão disponíveis na Tabela 2.

Tabela 02: Subsídios implícitos no sistema elétrico para a MMGD, em valor presente do acumulado 2020-2035

		VPL (2020-35)	
		@ 4,47%	@ 8,09%
Renúncia de receita (R\$)	s/ imp	66.697.691.565	45.637.488.487
	c/ imp	96.548.543.397	66.062.751.713
Valor do consumo simultâneo (R\$)	s/ imp	-25.958.741.557	-17.762.110.519
	c/ imp	-37.576.693.090	-25.711.622.967
Consumo mínimo (100 kWh) (R\$)	s/ imp	-634.053.177	-433.847.018
	c/ imp	-917.826.528	-628.017.202
Custo alternativo da geração solar centralizada (R\$)	s/ imp	-16.568.862.968	-11.337.143.389
	c/ imp	-23.984.332.108	-16.411.132.901
Custo implícito total (rateado pelos demais usuários) (R\$)	s/ imp	23.536.033.862	16.104.387.561
	c/ imp	34.069.691.670	23.311.978.644

8.7. Desta forma, observa-se que a decisão de permanecer com a política atual de MMGD pelo *net metering* custará ao sistema elétrico brasileiro (em valor presente da diferença acumulada entre 2020 e 2035, descontada ao custo incremental da dívida) R\$23 bilhões, com mais R\$11 bilhões de renúncia fiscal, totalizando R\$34 bilhões.

8.8. Para ilustrar a dimensão deste valor, o limite de pagamento para 2019 das obras públicas do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que inclui todos os setores, após contingenciamento, soma R\$12 bilhões. Este comparativo é importante para que a sociedade compreenda os reais custos associados às decisões na esfera da administração pública, fazendo as escolhas que exigem um cenário de recursos escassos e desejos ilimitados.

9. Das Competências para Elaboração de Políticas Públicas e dos Impactos

9.1. A ANEEL propôs a revisão da Resolução ANEEL nº 482, de 2012, com vistas a minimizar o desequilíbrio causado pelo sistema de compensação de energia elétrica relativa a apuração da MMGD, no que tange aos agentes de distribuição e aos consumidores com e sem MMGD. **Demonstra-se aqui que o custo de se manter o mecanismo atual de MMGD, no período até 2035, em valor presente, é de R\$34 bilhões.**

9.2. Deste modo, esta Secretaria entende necessária e fundamental a assim chamada "tarifa binômica", em que o consumidor é cobrado, independente do consumo de energia elétrica, pela demanda de potência (custo de conexão). Adicionalmente, faz-se essencial que a decisão pela adoção da MMGD implique na conversão automática do consumidor à tarifa branca (horosazonal), na qual são cobrados valores menores, comparativamente à tarifa convencional, pelo consumo de energia no horário fora da ponta, e valores maiores quando o consumo se dá nos horários intermediário e de ponta. Seria importante que estas tarifas também fossem variáveis pela estação do ano (outono/inverno e primavera/verão, pela característica diversa dos horários de pico), em aprimoramento posterior a ser desenvolvido.

9.3. Esta configuração faz com que prosumidores que consomem no horário de ponta, mas geram no fora de ponta, paguem o valor da diferença, acrescido ainda do custo de conexão; por outro lado, aqueles que geram mais durante a ponta, percebem receitas de geração, decrescidas de seus custos de conexão – dando maior sinalização econômica ao sistema, e trazendo equilíbrio aos custos e benefícios impostos por esta modalidade.

9.4. Esta Secretaria reconhece os avanços institucionais e regulatórios prestados pela Agência ao longo dos últimos vinte e dois anos, fundamentais para o avanço e para o amadurecimento do setor elétrico. Por outro lado, entende-se que não faz parte de suas atribuições a definição de políticas públicas de expansão da matriz elétrica nacional, especialmente quando o subsídio associado a esta decisão apresenta somas tão expressivas.

9.5. Neste ponto, importa fazer menção à Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, e da qual são reproduzidos o art. 2º e o art. 3º, inciso I.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica (*grifo nosso*) e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

9.6. Empresta-se, também, da Coletânea – Volume 1 – Políticas Públicas, organizada por Enrique Saravia e Elisabete Ferrarezi – Escola Nacional de Administração Pública – ENAP, 2006, o conceito de políticas públicas – PPs.

Trata-se de um fluxo de decisões públicas, orientado a manter o equilíbrio social ou a introduzir desequilíbrios destinados a modificar essa realidade. Decisões condicionadas pelo próprio fluxo e pelas reações e modificações que elas provocam no tecido social, bem como pelos valores, ideias e visões dos que adotam ou influem na decisão. É possível considerá-las como estratégias que apontam para diversos fins, todos eles, de alguma forma, desejados pelos diversos grupos que participam do processo decisório. A finalidade última de tal dinâmica – consolidação da democracia, justiça social, manutenção do poder, felicidade das pessoas – constitui elemento orientador geral das inúmeras ações que compõem determinada política. Com uma perspectiva mais operacional, poderíamos dizer que **ela é um sistema de decisões públicas que visa a ações ou omissões, preventivas ou corretivas, destinadas a manter ou modificar a realidade de um ou vários setores da vida social, por meio da definição de objetivos e estratégias de atuação e da alocação dos recursos necessários para atingir os objetivos estabelecidos (grifo nosso).**

9.7. Tendo em vista que, dentre as competências da Agência, estão a de **implementar** as políticas públicas do governo federal, entende-se que cabe maior discussão acerca dos gatilhos determinados, na AIR, uma vez que, neste primeiro momento, não se vislumbrou relação entre estes e alguma política previamente estabelecida.

9.8. Nota-se que, no PDE 2027, a avaliação se restringe à estimativa de contribuição da MMD para o mencionado Plano. Porém, não há, no documento, indicação de nível adequado de expansão desta modalidade.

9.9. Além do mais, entende-se que as alternativas para o sistema de compensação selecionadas, na AIR, ainda trazem consigo determinados níveis de subsídio implícito.

9.10. Mesmo assim, caso se identifique a necessidade de incentivos à expansão de MMD, entende-se como mais adequado a construção de política pública, por parte do Poder Concedente, para este fim – e, caso este entenda razoável a destinação de algum subsídio, tal como algum tributo para fazer frente a esta ação, **o processo tem que ser transparente e com previsibilidade de mensuração dos reais custos desta expansão.**

9.11. Atualmente, aos consumidores, não é claro o custo total, representado pelos subsídios e pelos incentivos por eles pagos na tarifa de energia elétrica. Assim, na AIR, apesar da preocupação com a expansão das fontes renováveis de geração de energia elétrica, **não há clareza acerca dos custos e das externalidades associadas aos subsídios diretos e indiretos ali existentes e relacionados a este tipo de fonte.** Inclusive, a própria AIR chama atenção para este ponto ao afirmar que *“dada a dificuldade em se estimar algum valor que reflita adequadamente a realidade, não foi considerada a influência de eventuais aumentos ou reduções reais na tarifa de energia elétrica ao longo do período de análise.”*

9.12. De qualquer forma, ressalta-se que a sociedade brasileira, atualmente, paga em sua tarifa de energia elétrica uma alta carga tributária e de encargos. Segundo estudo^[14] realizado pelo Instituto Acende Brasil, juntamente com a consultoria PWC, os tributos e os encargos, para 2017, representaram 47,71% sobre o total da receita operacional bruta dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Sendo os encargos setoriais – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D, Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH, Reserva Global de Reversão – RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, entre outros, responsáveis por 10,84%, cabendo à CDE 8,87%.

[14] Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/20181205_TributoEncargos_SectorEletrico_AcendePrice_AnosBase2016e2017_Rev_4.pdf>. Acesso em 18 de março de 2019.

CONCLUSÃO

10. O ponto focal da análise desta Nota Técnica é promover eficiência econômica no setor elétrico. Nessa linha, é necessário avaliar o subsídio cruzado implícito atualmente existente entre os prosumidores e os consumidores não detentores de MMD, verificando o benefício líquido da adoção das alterações propostas no regulamento, hoje, vigente, que acabam por causar graves distorções microeconômicas entre benefício marginal e custo marginal de uma fonte selecionada. Esta distorção, que dá aos investidores uma margem que não é vista em nenhum outro mercado, explica o avanço da MMD muito acima das expectativas, **fundada na transferência de renda dos mais pobres para os mais ricos.**

11. Deste modo, se faz necessário mensurar os custos e as externalidades associadas aos subsídios diretos e indiretos existentes nas políticas de incentivos às fontes renováveis. Dentre os custos, avaliar o impacto destas políticas no valor da tarifa de energia ao longo do tempo. Ressalta-se que os modelos de incentivo às renováveis devem apresentar benefícios econômicos que compensem os custos. Como se viu no exemplo da Alemanha, o principal argumento em favor das fontes renováveis alternativas (redução da emissão de CO₂) não foi observado em proporção aderente aos investimentos realizados; e, mesmo que tivesse sido este o caso, **adotar a geração solar centralizada é claramente uma solução muito mais econômica do que os incentivos atualmente dados à MMD.**

12. Assim, é premente aprofundar a discussão quanto às opções existentes objeto da proposta da ANEEL, mensurando seus impactos, bem como considerando outras medidas associadas ao setor que possam reduzir o subsídio implícito existente, tais como a tarifa binômica e horosazonal. A saída seja uma solução a partir da proposta 5, sujeita, porém, às verificações mais detalhadas e à sugestão de medidas adicionais que extrapolam a simples compensação do *net metering*.

13. Resumidamente, a Tabela 3 apresenta os pontos de atenção relativos à AIR disponibilizada pela ANEEL, na Audiência Pública nº 001/2019 e que foram avaliados nesta Nota Técnica, bem como sugestões de encaminhamento.

14. De qualquer modo, destaca-se que a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura – SDI não é contrária a MMD; contudo, a expansão desta modalidade não deve ser pautada pela transferência de renda injustificada entre classes, aqui, representados por um lado pelos fornecedores, instaladores de equipamentos e também pelos prosumidores, e do outro, os consumidores de energia elétrica que não têm acesso à MMD.

15. **Reforça-se que, neste montante da AIR, caso a decisão para a expansão da matriz de energia elétrica nacional seja por fonte solar, entende-se que essa opção seja realizada por meio de contratação centralizada, ou seja, via leilões, e não por MMD, uma vez que que a expansão por intermédio desta modalidade oneraria a conta de luz dos consumidores brasileiros em até 23 bilhões, com mais 11 bilhões de renúncia fiscal.**

Tabela 3 – Pontos de atenção na AIR – AP ANEEL n° 001/2019, bem como recomendações de tratamento.

Pontos de atenção na AIR – AP ANEEL nº 001/2019	Sugestão de Tratamento
Leva-se em consideração a tarifa binômica, mas não a <u>horosazonal</u> .	A avaliação, que leva à escolha do sistema de compensação, deve ter em conta estes dois tipos tarifários, sob pena de abrir possibilidade de arbitragem por parte do <u>prosumidor</u> (geração barata, consumo caro).
Gatilho. Trata-se do momento para adoção, pela ANEEL, das novas formas de sistemas de compensação a partir do alcance de um valor específico de potência instalada.	Dentre as competências da Agência estão a de implementar as políticas públicas (PP) de planejamento da expansão da matriz elétrica nacional elaboradas pelo Poder Concedente. Entende-se que cabe maior discussão acerca dos gatilhos, uma vez que não se vislumbrou relação entre estes e alguma PP previamente estabelecida pelo Poder Concedente.
	Sendo consideradas a tarifa binômica e <u>horosazonal</u> , o gatilho torna-se desnecessário.
Aumento da intermitência provocado pelo incentivo à geração fotovoltaica – principal forma de MMGD.	Perante o aumento da intermitência, avaliar o custo real de energia adicional não intermitente, flexível (e, portanto, redundante) que deverá ser implementada como backup.
As alternativas para o sistema de compensação selecionadas, na AIR, ainda trazem consigo determinados níveis de subsídio implícito. Não foi considerada a influência de eventuais aumentos ou reduções reais na tarifa de energia elétrica ao longo do período de análise.	Apresentar à sociedade o custo total, representado pelos subsídios e pelos incentivos, pagos na tarifa de energia elétrica.

À consideração superior.

(Assinado eletronicamente)
ERNANI LUSTOSA KUHN
EPGG

(Assinado eletronicamente)
CHRISTIANY SALGADO FARIA
Coordenadora-Geral de Energia

(Assinado eletronicamente)
GABRIEL GODOFREDO FIUZA DE BRAGANÇA
Subsecretário de Regulação e Mercado

(Assinado eletronicamente)
DIOGO MAC CORD DE FARIA
Secretário de Desenvolvimento da Infraestrutura



Documento assinado eletronicamente por **Diogo Mac Cord de Faria, Secretário(a)**, em 18/04/2019, às 20:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Christiany Salgado Faria, Coordenador(a)-Geral**, em 18/04/2019, às 20:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Ernani Lustosa Kuhn, Especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental**, em 18/04/2019, às 20:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança, Subsecretário(a)**, em 19/04/2019, às 08:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.fazenda.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2172518** e o código CRC **BA89AC3C**.