RELATÓRIO

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

CONTRIBUIÇÃO

ACADEMIA NACIONAL DE ENGENHARIA

ANE

FEVEREIRO de 2020

Coordenação: Comitê de Energia

Autor: Acadêmico Mário Menel

Sumário

1. INTRODUÇÃO 3
1.1. Energia solar na matriz elétrica (penetração inexorável) 3
1.2. Resumo dos aspectos legais 6
1.2.1. Histórico 6
1.2.2. Iniciativa do Congresso 7
1.3. Análise da CDE 7
1.4. Histórico da regulação (REN 482 e suas revisões) 9
1.5. Pontos defendidos pelos principais atores envolvidos 10
2. PRINCÍPIOS 13
2.1. Observação da definição de subsídio 13
2.2. Correta alocação de custos, risco, remunerações e responsabilidades 14
2.3. Introdução da figura do Prossumidor (produtor+consumidor) 17
2.4. Segurança jurídica 18
2.5. Modernização do SEB - PLS 232 20
2.5.1. Tarifa binômia para GD (efeito direto) 20
2.5.2. Abertura do mercado (efeito indireto) 20
2.5.3. Preço Horário (efeito indireto) 20
2.5.4. Separação do lastro e energia (efeito indireto) 21
2.5.5. Recomendações 21
3. POSIÇÃO DA ANE 22
REFERÊNCIAS 23

1. INTRODUÇÃO

Este Relatório tem por finalidade prover informações, análises e sugestões de posição, de modo organizado, visando a criar as condições para que a Academia Nacional de Engenharia – ANE defina seu posicionamento em relação à geração distribuída no Brasil.

Para tanto, o estudo expõe um pano de fundo com informações sobre a fonte fotovoltaica, principal supridora da geração distribuída, sobre os aspectos legais, regulatórios e operacionais envolvidos.

Analisa, também, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, mecanismo que agrega subsídios motivados por políticas públicas que têm como pagadores os consumidores de energia elétrica embora o setor, nem sempre, seja o beneficiário direto de tais políticas.

Define princípios que representam crenças e serem respeitadas e que embasam a parte final do relatório que são sugestões para o posicionamento da ANE.

1.1. Energia solar na matriz elétrica (penetração inexorável)

A energia solar, no Brasil, já conta com 2.469 empreendimentos em operação comercial, totalizando 2.074 MW de potência instalada (1,3% do total)[1] mais 170.891 solar GD que totalizam 1.985MW de potência (num total de 2.155MW instalados de GD somando todas as fontes)[2].

Segundo dados do relatório Infomercado CCEE, as usinas fotovoltaicas apresentaram aumento de 47,2% em 2019 (sem contar GD), comparado com 2018, demostrando a penetração da fonte no Brasil.

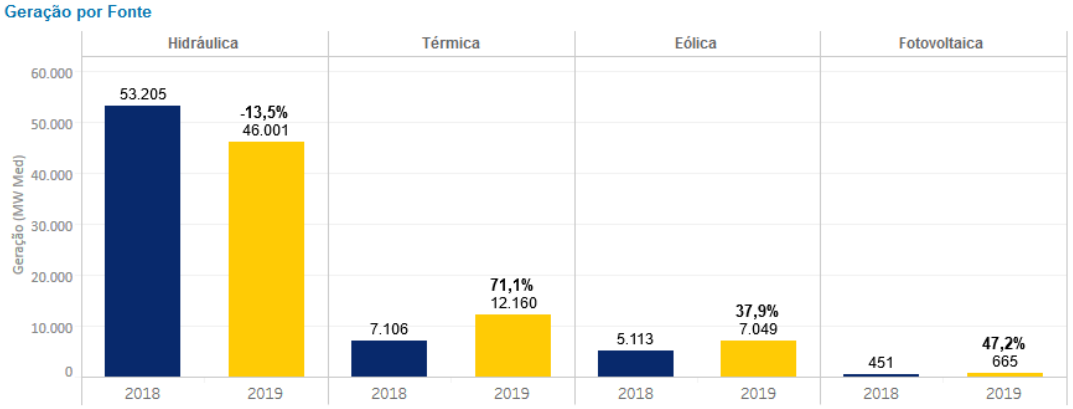

Figura 1- Participação das fontes no SIN, Infomercado quinzenal 220 - 2ª Edição - Dezembro/2019.

Tendo em vista a queda dos custos de investimento da tecnologia solar fotovoltaica nos últimos anos (segundo a International Energy Agency - IEA de mais de 70%) o Plano Decenal de Expansão – PDE 2029 aponta um incremento de 1% para 5% na capacidade instalada do país para as

[1] Informações Gerenciais ANEEL – 1º trimestre 2019
[2] Site da ANEEL, link http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp

fotovoltaicas:

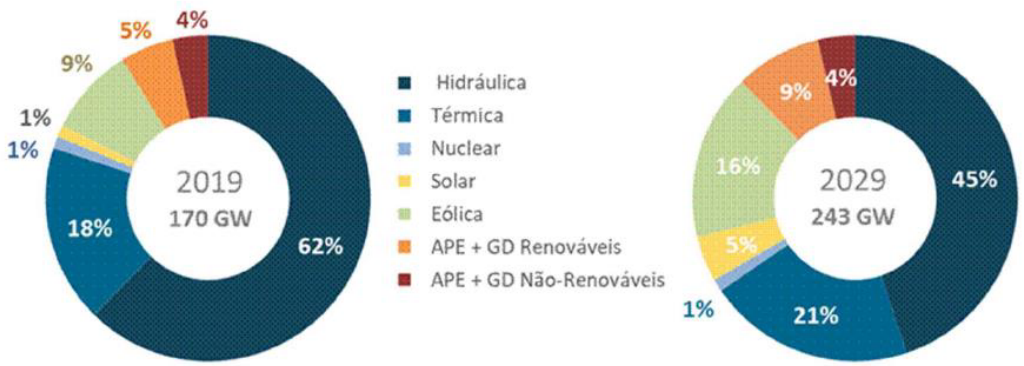

Figura 2 – Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte. Fonte: EPE, PDE 2029.

No mundo, também é previsto um aumento na capacidade instalada para usinas fotovoltaicas. Segundo a IEA, em 2016, a capacidade fotovoltaica cresceu cerca de 50% no mundo e, pela primeira vez, teve um aumento maior do que outras fontes, como o carvão e o vento. Muitos especialistas preveem que a energia solar, até 2022, terá uma capacidade fotovoltaica maior do que qualquer outra tecnologia renovável, por meio de um crescimento do seu uso em nações de todo o mundo.

Com tal perspectiva, não podemos deixar de considerar “as lições aprendidas”, principalmente no caso da Alemanha, que possui 1.144 W/habitante de energia solar e eólica e onde a dinâmica e as operações dos mercados de eletricidade reagem de acordo com o tempo, descendo quando o sol brilha e o vento sopra, e aumentando, durante os tempos de alta demanda, quando o sol não brilha e o vento não sopra.

Para prover flexibilidade – adaptação necessária para o aumento da penetração de fontes não despacháveis como a eólica e solar – são necessários investimentos na rede. A título de exemplo, na Alemanha, motivada pela transição energética de sua matriz, foram estimados investimentos de 40 bilhões de euros em transmissão.

O programa de subsídio para energia renovável na Alemanha (programa FIT) custou mais de US$ 412 bilhões, podendo atingir US$ 884 bilhões até 2022. Além da elevação dos custos para os consumidores, também incorreu em perdas líquidas de exportação por causa de seus altos custos de energia, em comparação com os seus cinco principais parceiros comerciais.

O preço da eletricidade das famílias na Alemanha (€0.14/kWh para €0.29/kWh – 2010 a 2013) mais do que duplicaram, como também na Espanha (€0.09/kWh para €0.14/kWh – 2004 a 2013) e na Grécia (€0.06/kWh para €0.12/kWh – 2004 a 2013). Já nos Estados Unidos €0.13/kWh) a média de preços permanece relativamente estável ao longo da última década.

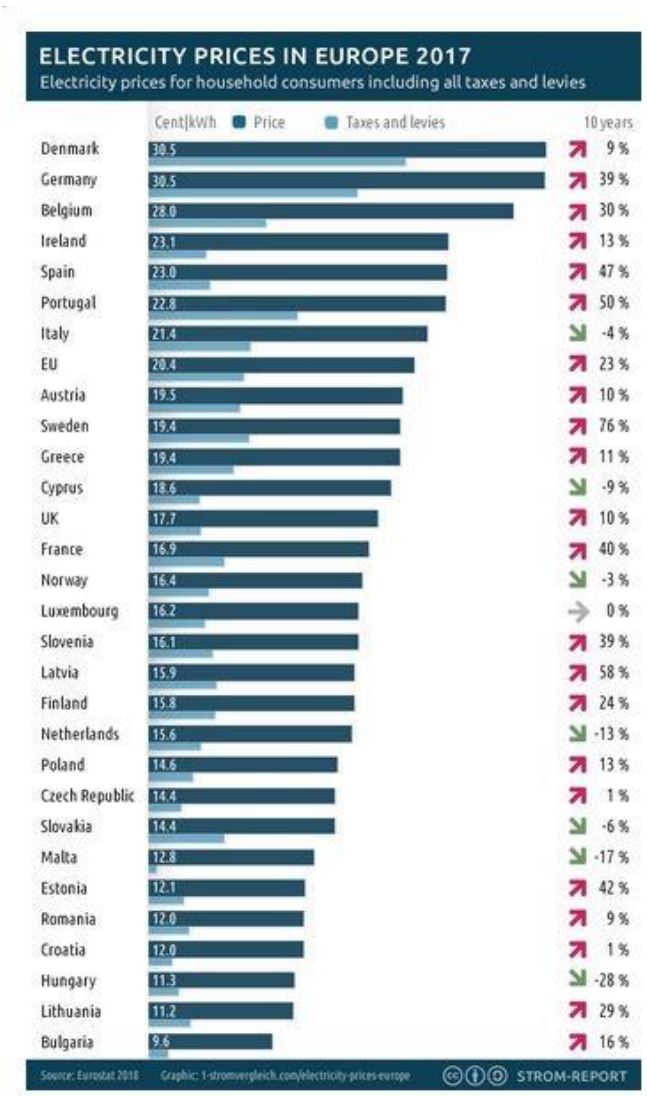

Figura 3 – Preços na Europa.

A ordem de mérito preferencial para energia renováveis na Alemanha, ocasionou queda nos preços no atacado e, consequentemente, desmobilização de usinas a gás que se tornaram inviáveis economicamente, aumentando a crise econômica.

Programas de subsídios excessivamente generosos e insustentáveis aumentaram a incerteza regulamentar e o risco financeiro para todas as partes interessadas no setor de energia renovável. Além do mais, como as políticas regulamentares não foram concebidas para incentivar a energia renovável flexível, outras intervenções regulatórias serão necessárias para criar um sistema equilibrado que acabará por impactar os investimentos em empresas renováveis e serviços públicos ao longo do tempo. A rede elétrica tem que ser modernizada para aceitar a entrada de energia dinâmica de muitas fontes variáveis descentralizadas e distantes e, na ausência de armazenamento de energia, os sistemas elétricos atuais não podem lidar facilmente com o excedente de energias renováveis para manter a confiabilidade.

1.2. Resumo dos aspectos legais

1.2.1.Histórico

No âmbito do processo 48500.004924/2010, "REDUÇÃO DE BARREIRAS PARA A INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE, A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS, CONECTADA EM TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO", constam os seguintes pareceres:

- Parecer nº 0282/2011- PGE/ANEEL, de 09/05/2011 opina no sentido de:

  (i) a ANEEL é dotada de competência o suficiente para regulamentar as regras e procedimentos que deverão ser observados pelos agentes que manifestarem interesse no sistema do Net Metering uma vez que "(i) tal sistema pode ser encarado como um produto de uma política pública que privilegia o uso de fontes alternativas de energia; e (ii) a ANEEL dispõe de competência para aprovar metodologias e procedimentos para otimização do acesso aos sistemas de distribuição."

  (ii) a distribuidora estará obrigada a atender o consumidor/gerador que decida implantar o Net Metering, desde que a relação jurídica entre os dois agentes seja devidamente aprimorada, observando-se a regulação que incide sobre os contratos de uso e conexão dos sistemas de distribuição; e

  (iii) o conceito de autoprodutor pode ser aplicado aos geradores passíveis de registro perante a ANEEL.

- Parecer nº 0108/2012/PGE- ANEEL/PGF/AGU, de 28/02/2012, que responde questões levantadas pela SRD no Memorando nº 0392/2011 - SRD/ANEEL.

- Parecer nº 00542/2015/PFANEEL/PGF/AGU, que opina pela impossibilidade de a ANEEL autorizar os consumidores cativos a se valerem das comunidades solares para adquirir energia
- Parecer nº 0071 í/2015/PFAN EEL/PGF/A GU que considera que a Resolução n° 482/2012 pode ser alterada para que se admita o registro da geração e do consumo em localidades distintas. Sobre a possibilidade dos empreendimentos de mini e microgeração serem constituídos por pessoa física, jurídica ou consórcio de empresas, que é possível, mediante a alteração do texto normativo, desde que o consumidor vinculado à geração detenha a posse ou propriedade da mesma, pois de outro modo estaríamos diante de uma operação de compra e venda de energia, operação vedada aos consumidores cativos. Por fim, considera-se que, ainda que se admita que um consumidor livre possa participar dessas gerações de pequeno potencial submetidas aos termos da Resolução n° 482/2012, não poderá haver equiparação dele com o autoprodutor, nos termos do art. 26, I da Lei nº 11.488/2007.

Atualmente encontra-se em discussão a modificação da norma para que as instalações de geração distribuída não mais façam tão somente a compensação de energia, mas também assumam o pagamento de toda ou parte dos componentes da tarifa e uso dos sistemas de distribuição (vide item 1.5).

A proposta ora em discussão foi bastante criticada e a ANEEL voltou atrás em alguns pontos, como por exemplo no prazo de Alternativa A0 (Tabela 2) para as instalações existentes até a publicação da norma, mas ainda não há decisão publicada para a matéria.

1.2.2. Iniciativa do Congresso

No âmbito da Câmara dos Deputados, foi anunciado, para o início da legislatura 2020, o Projeto de Lei - PL do Deputado Federal Lafayette de Andrada com características a seguir:

No sistema net metering, as componentes tarifárias, exceto a TUSD Fio B, incidirão somente sobre o consumo líquido do prossumidor.

A TUSD Fio B incidirá sobre toda a energia consumida por GD (não apenas o consumo líquido), sendo que a CDE (Conta de desenvolvimento Energético) custeará, temporariamente, as isenções para:

- toda GD que solicitou instalação até 31/12/2021 com duração até 2046 (25 anos);
- GD local que solicitou instalação após 31/12/2022 e tenha apenas uma unidade de consumo: em 90% em 2023 reduzindo até 0% em 2032;
- GD remota que solicitou instalação após 31/12/2022: 50% em 2023, reduzindo até 0% em 2028.

Não se aplicam as isenções da TUSD Fio B, supracitadas, para GD remota compartilhada instalada após 31/12/2022.

1.3. Análise da CDE

O principal encargo do Setor Elétrico é a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), nela estão contidos subsídios de diversas naturezas, tais como:

- Universalização;
- Tarifa Social – Baixa Renda;
- Carvão Mineral Nacional;
- CCC – Sistemas Isolados;
- Descontos tarifários para fontes incentivadas e para o consumidor rural;
- Subvenção às cooperativas etc.

Para o ano de 2020 foram aprovadas despesas de 21,9 bilhões de reais. Descontada a receita de apenas 1,8 bilhões (Tabela 1), a quota CDE paga pelos consumidores aumentou 24% em relação ao ano anterior. Em termos médios no Brasil, a CDE custará em 2020 cerca de 35 R$/MWh.

Tabela 1 - Despesas e receitas, em milhões, da CDE de 2013 a 2020. Fonte: ANEEL.

DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ2020/19
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061	0	**235,6**	
Universalização	2.027	875	875	973	1.172	941	1.078	**1.142**	6%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.380	**2.661**	12%
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850	690	**666**	-4%
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849	6.310	**7.489**	19%
Descontos Tarifários na	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362	8.528	**8.494**	-0,4%

DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ2020/19
Distribuição (inclui o desconto rural, entre outros)									
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362	914	**855**	-6%
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179	297	**346**	16%
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9	11	**25**	125%
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	0	**0**	
Total despesas	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208	**21.912**	8%
RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ2020/19
Saldo em Conta	3.786	0	435	64	714	0	108	**0**	-100%
UBP	674	558	585	612	668	672	733	**774**	6%
Multas	177	218	127	180	176	214	181	**143**	-21%
Recursos da União	8.460	11.805	0	0	0	0	0	**0**	
Recursos da RGR	0	2.295	1.974	2.002	1.210	478	1.240	**843**	-32%
Outras disponibilidades	0	1.498	69	108	184	734	760	**48**	-94%
Quotas CDE - ENERGIA	0	0	3.137	3.472	3.690	3.796	949	**0**	-100%
Total receitas	13.097	16.374	6.327	6.438	6.642	5.894	3.971	1.808	-54%
Quotas CDE – Uso (Despesa líquida)	**1.024**	**1.700**	**18.920**	**11.853**	**9.348**	**14.160**	**16.238**	**20.105**	**24%**

Apesar de criticadas por diversas instituições, inclusive pelo governo, as despesas com a CDE aumentam ano a ano: de 2013 a 2020 acumulam elevação de 55%.

A dificuldade na redução dos subsídios em geral é ilustrada pela recente discussão sobre os subsídios para a área agrícola. Em 27/12/2018, foi publicado o Decreto 9.642/2018 estabelecendo a redução de subsídios na conta de energia, a partir de 2019, uma diminuição gradual de 20% ao ano, até que a alíquota seja zero, em descontos que incluem consumidores rurais e irrigantes, bem como a vedação na cumulatividade dos descontos. Em 3/4/2019, o Decreto 9.744/2019 retornou com a possibilidade de cumulatividade dos subsídios de produtores rurais que trabalham com irrigação e aquicultura, porém foi mantida a meta de redução anual de 20% nesses descontos. A ANEEL entende o subsídio ao consumidor rural, em visão de mais longo prazo, deixará de ser problema por força das reduções anuais no desconto.

É necessário cuidado, pois, como visto antes, no PL do Deputado Lafaytte, mais subsídios podem aumentar as despesas da CDE. Além disso, há que se considerar a tendência, no Brasil, da perpetuação dos subsídios – contrariando a caracterização de "bom subsídio" que é a do estabelecimento de um tempo para sua existência – por pressão política dos grupos beneficiados.

1.4. Histórico da regulação (REN 482 e suas revisões)

- 09/11/2010 a 09/11/2010 – Consulta Pública 015/2010[3] contendo perguntas a serem respondidas pelos participantes (Anexo I). Foram recebidas 577 contribuições de 39 agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais interessados no tema
- Audiência Pública 042/2011, no período de 08/08/2011 a 14/10/2011, visando reduzir as barreiras existentes para a conexão de microgeração e minigeração distribuída na rede de distribuição e também alterar os descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST para usinas que utilizam a fonte solar.
- 17/04/2012 – publicação da Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências
- Audiência Pública 100/2012, por meio de intercâmbio documental e com período de recebimento de contribuições entre 21/11 a 03/12/dezembro de 2012, com vistas a colher subsídios e informações para aprimoramento da proposta de retificação da Resolução Normativa n° 482/2012, tendo em vista as discussões sobre incidência de ICMS na relação de troca => REN 517/2012, que alterou a REN482/2001, principalmente no seguinte:

  III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída ~~compense o consumo de energia elétrica ativa~~, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.
- REN 687/2015 – aprimoramento na REN 482/2011 e adequação as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação de novas modalidades - empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada
- REN 786, de 17 de outubro de 2017, elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica
- CP 010/2018 de 30/05 a 17/06/2018 na qual foram recebidas 1.511 contribuições de 136 interessados

[3] Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.

- CP 025/2019, de 17/10 a 30/12/2019, ainda em análise.

1.5. Pontos defendidos pelos principais atores envolvidos

ANEEL

Atualmente encontra-se em discussão a modificação da norma para que as instalações de geração distribuída não mais façam tão somente a compensação de energia (*net metering*), mas também assumam o pagamento de toda ou parte dos componentes da tarifa e uso dos sistemas de distribuição.

Em janeiro de 2019 na Audiência Pública 001/2019, a ANEEL propôs as alternativas para alteração do sistema de compensação da GD (Tabela 2) considerando os componentes da tarifa de consumo. A alternativa AO representa manter a situação atual.

Tabela 2 - Custo considerado no consumo da GD fornecido pela rede.

Componentes da Tarifa		Alternativas da ANEEL					
		A0	A1	A2	A3	A4	A5
TUSD	Transporte Fio B (distribuição)		sim	sim	sim	sim	sim
	Transporte Fio A (transmissão)			sim	sim	sim	sim
	Encargos (inclui a CDE)				sim	sim	sim
	Perdas					sim	sim
TE	Encargos e demais componentes						sim
	Energia						

Em outubro de 2019, a ANEEL propôs, na Consulta Pública 025/2019, reformar a GD com adoção das seguintes alternativas:

- GD local:
  - Existente:
    - A0 até 2030;
    - A5 depois de 2030.
  - Nova:
    - A2 até gatilho (acréscimo de 4,7 GW);
    - A5 depois desse gatilho.
- GD Remota (consumo e geração em local distinto):
  - Existente:
    - A0 até 2030;
    - A5 depois de 2030.
  - Nova:
    - A5.

Em resumo, a ANEEL propõe que mais cedo ou mais tarde todos os tipos de GD passem a pagar os componentes de custos da tarifa (alternativa A5), exceto a compra de energia pela distribuidora.

A Agência apresenta, em favor da sua proposta, os seguintes argumentos:

- A REN 482 já alcançou seus objetivos de estimular a GD;

- Observa-se um crescimento acelerado da GD (acréscimo de 3 MW por dia);
- Há custos elevados em manter as regras como estão (estimados em 55 bilhões de 2020 até 2035);
- Os subsídios cruzados, em que prossumidores aumentam custos de outros consumidores;
- Há risco de a GD se tornar uma "espiral da morte" onerando progressivamente o consumidor que não se tornar um prossumidor;

Os principais entes afetados pela regulamentação da GD se manifestaram na Consulta Pública 025/2019 da seguinte forma:

ABSOLAR:

- Refuta por completo a proposta da ANEEL, principalmente a aplicação da alternativa A5, pois a metodologia não valorou adequadamente os atributos da GD de fonte solar;
- O desincentivo à GD proposto pela Agência não condiz com o amplo interesse da sociedade brasileira;
- A GD deve ser incentivada, inclusive com desconto no fio, pois utiliza fontes renováveis;
- A GD reduz perdas na rede e resulta em maior eficiência energética;
- Quebra de compromisso da ANEEL em não manter a regra para GD existente, medida é precipitada. Nesse caso, as atuais regras deveriam mantidas por pelo menos 25 anos;
- Em relação aos componentes tarifários:
    - TUSD Fio B: estima-se que o prossumidor utilize entre 50 e 70% da rede de distribuição, portanto, a GD não deve pagar por esse componente tarifária (apenas parte dele);
    - TUSD Fio A: até atingir participação relevante no sistema, a GD reduz a demanda na rede de transmissão, logo, a GD não deve pagar todo este componente tarifário;
    - Perdas: depende do nível de penetração de GD, até 10% de penetração a GD deveria ser remunerada pela redução das perdas, ao invés de pagar, por este componente tarifário;
    - Encargos: pela GD resultar em eficiência energética, a redução do consumo via GD não deveria participar do rateio de encargos;

ABGD:

- A metodologia da ANEEL não computou os benefícios da GD tais como a melhoria da eficiência das redes elétricas, diminuição de perdas, adiamento de investimentos em expansão da rede, redução do carregamento das redes, a diversificação da matriz elétrica, manutenção da matriz renovável e sustentável, geração pulverizada, impacto econômico e geração de empregos da GD etc.;
- Com premissas distintas, a ABGD estima impacto positivo da GD (diferente do calculado pela ANEEL e pelo Ministério da Economia);

- A adoção da Alternativa A5 proposta pela ANEEL traria um grande desestímulo para o desenvolvimento da GD;
- A GD equipara-se à eficiência energética, portanto, merece incentivo.

ABRADEE:

- A GD hoje apresenta grau de maturidade. Independente das alternativas de aplicação dos componentes tarifários, seus custos da GD são competitivos e garantem retornos atrativos;
- Argumenta que o incentivo à GD dado na REN 482 por meio da tarifa caracteriza-se como Política Pública;
- Argumenta que os subsídios cruzados da GD, pagos pelos demais consumidores, não têm o devido fundamento legal;
- A GD institui um novo serviço a ser prestado pela distribuidora, com riscos associados e sem uma contrapartida financeira para distribuidora;
- Os subsídios da GD poderiam ser incluídos como despesa da CDE;
- Sugere a tarifa binômia para corrigir o sinal dado pelas tarifas de GD (inclusive conecta em baixa tensão);
- O prazo para revisão das regras de GD não foi respeitado pela ANEEL, uma vez que ele é estabelecido até 2019 na REN 482 no art. 15;
- A distribuição é indispensável para a GD conectada à rede ser viabilizada, logo, é indispensável que o prossumidor remunere os custos e serviços pela rede prestados;
- A GD causa prejuízos para distribuidoras afetando o seu equilíbrio econômico-financeiro;
- O impacto econômico sugerido pela ANEEL, embora tenha méritos, não pode ser aplicado objetivamente, pois os agentes podem ter percepções distintas das premissas de cálculo da ANEEL;
- O crescimento da GD não posterga investimentos na rede de distribuição;
- A GD causa uma distribuição de renda perversa, pois, o prossumidor, em geral, é aquele que tem elevada renda enquanto os consumidores (prejudicados pela regulamentação) têm baixa renda;
- A GD reduz a qualidade da energia inserindo harmônicos na rede;
- Argumenta que o sistema de compensação tratado na REN 482 não se enquadra em lei ou decreto, sendo ele distinto da GD do tratado nos art. 14 e 15 do Decreto 5.163/2004;
- Argumenta que o subsídio tarifário dado à GD viola o ordenamento jurídico, pois novos benefícios ou subsídios tarifários ficam condicionados à previsão em lei conforme art. 35 da Lei 9.074. Entretanto, a ANEEL discorda[4] desse entendimento no Parecer nº 0282/2011- PGE/ANEEL, de 09/05/2011.

[4] "Como visto, a norma em análise destacada acima possibilitou que a ANEEL, no exercício de sua discricionariedade técnica, editasse a norma que entendesse mais adequada, respeitado, por evidente, o

- Argumenta que definir Política Pública não está nas atribuições da ANEEL, portanto deveria aguardar as diretrizes do MME, órgão que as define, para posterior tratamento da regulatório da GD;
- Argumenta que o desconto na TUSD, fundado no art. 26 da Lei 9.427, não tem relação com os subsídios na tarifa da GD, sendo o primeiro custeado pela CDE e o segundo pela tarifa dos consumidores;
- Propõe a alteração legal "Marco Regulatório do Prossumidor – GD 2.0", com as seguintes características:
    - Define o prossumidor que pode ser qualificado como local e remoto;
    - Fim do mecanismo *net metering* estabelecendo responsabilidades do prossumidor com custos de compra e venda de energia (PLD), entre outros custos.

2. PRINCÍPIOS

2.1. Observação da definição de subsídio

Há que se considerar, na teoria econômica, a ampla utilização dos conceitos de subsídios público e de subsídios privados ou mais conhecidos como subsídios cruzados.

Subsídios cruzados acontecem quando há uma intervenção pública sobre os preços do consumidor ou sobre os custos do produtor não envolvendo valores públicos. Ou seja, discriminar preços entre os consumidores, dentro do escopo de uma mesma empresa ou agência.

Sob o ponto de vista regulatório, deve-se considerar que o subsídio cruzado tem como uma de suas funções assistir o governo em seu papel de promover a redistribuição dos recursos. Funciona, portanto, como ferramenta de redistribuição do bem-estar de um grupo de consumidores em benefício de outro grupo[5].

Subsídios cruzados devem observar às seguintes características: política pública motivadora, definição da fonte pagadora, tempo determinado para sua validade, ser decrescente ao longo do tempo e ter benefícios resultantes mensuráveis.

Convém lembrar que a Lei 13.707/2018 exige, no parágrafo 3º do art. 21: "O chefe do Executivo encaminhará ao Congresso plano de revisão de despesas e receitas, inclusive de incentivos ou benefícios de natureza financeira, tributária ou creditícia, para o período de 2019 a 2022,

---

procedimento legitimatório desde que respeitadas as políticas e diretrizes do Governo Federal. Por sua vez, um dos objetivos a serem perseguidos pelas políticas e diretrizes do governo federal é justamente a utilização de fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Sendo assim, entendo que a ANEEL, no exercício de seu poder normativo, tem autorização legal para, validamente, estabelecer regras e procedimentos para adoção do sistema do Net Metering tendo em vista que (i) tal sistema pode ser encarado como um produto de uma política pública que privilegia o uso de fontes alternativas de energia; e (ii) a ANEEL dispõe de competência para aprovar metodologias e procedimentos para otimização do acesso aos sistemas de distribuição."

[5] Boletim Mensal sobre os subsídios da União – ME, abril / 2019, Edição 7.

acompanhado das correspondentes proposições legislativas e das estimativas dos respectivos impactos financeiros anuais".

Na verdade, o governo entregou em dezembro de 2018 documento que, em relação à revisão dos benefícios, sinaliza a redução de subsídios a partir de 2026 e a reavaliação deles, no máximo, a cada quatro anos. O documento também não traz estimativas de impactos anuais.

2.2. Correta alocação de custos, risco, remunerações e responsabilidades

O preço da energia compensada no net metering deveria representar corretamente seus custos, benefícios e responsabilidades. Entretanto, o efeito causado pelo prossumidor ao sistema depende de uma série de fatores. Simplificadamente, os efeitos podem ser entendidos comparando-se dois momentos: antes (Figura 4) e depois da entrada do prossumidor na rede como GD local na Figura 5 ou como GD remota na Figura 6.

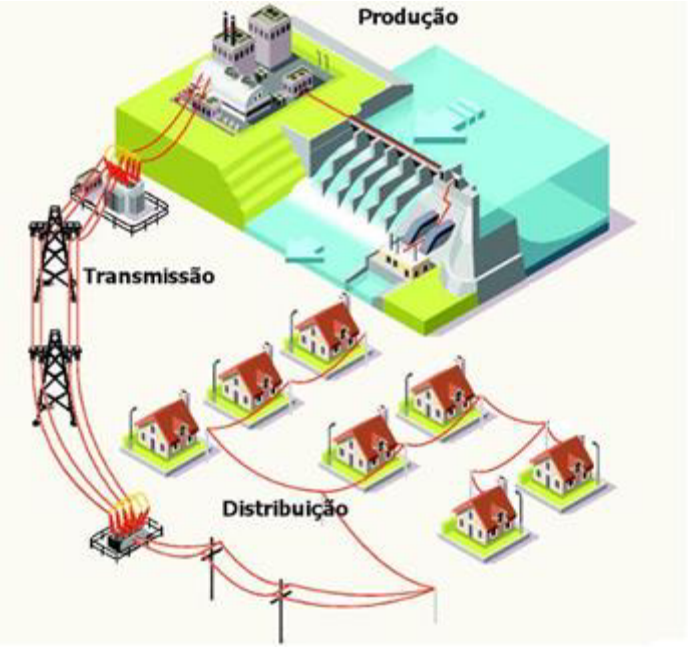

Figura 4 – Sistema sem GD.

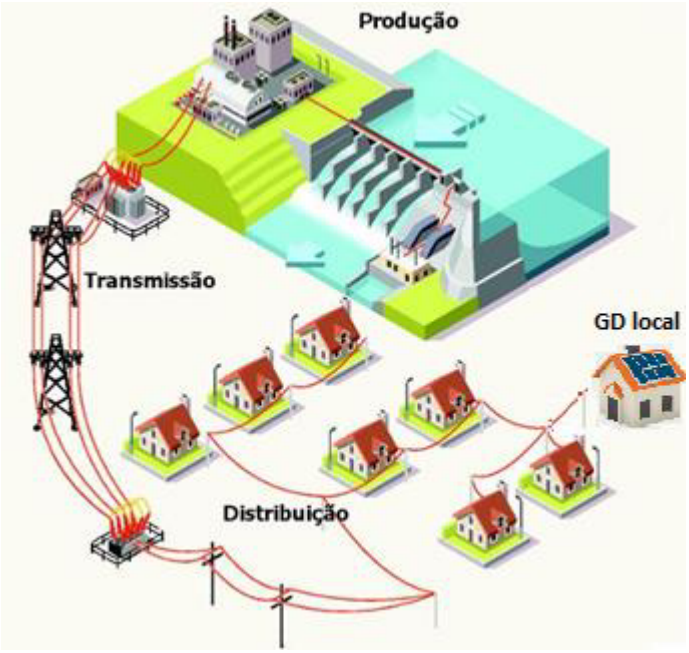

Figura 5 – Sistema com instalação de GD local.

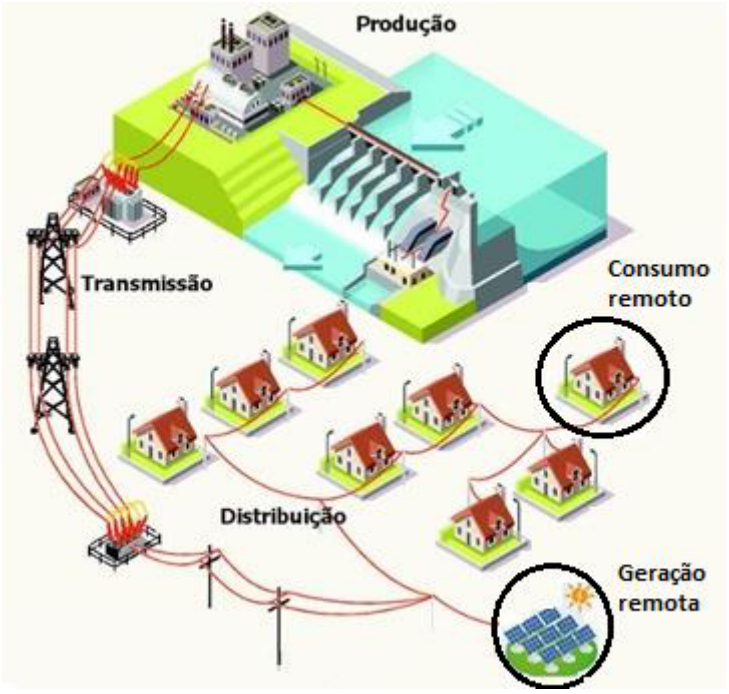

Figura 6 – Sistema com instalação de GD remota.

Hipoteticamente, pode-se considerar que para o prossumidor de fonte solar fotovoltaica a geração e o consumo se anulam no médio prazo; entretanto, os picos de consumo e de geração ocorrem em horários distintos.

Considerando esse prossumidor no sistema de compensação (net metering) vigente no Brasil, os seguintes efeitos podem ser atribuídos a ele:

A) GD local:

- Exposição da distribuidora ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD):

- Custo nos momentos em que o prossumidor tem consumo superior a geração (consumo líquido);
- Benefício nos momentos em que o prossumidor tem consumo inferior a geração (geração líquida).

- Não afeta perdas na rede de transmissão;
- Redução das perdas na rede de distribuição;
- Investimentos e O&M nas redes de distribuição e transmissão podem ser necessários ao atender o consumo líquido (consumo - geração) do prossumidor;
- Não aumenta os encargos setoriais;
- Pode provocar mais encargos de serviço de sistema para a confiabilidade da rede elétrica ao atender o consumo líquido (consumo - geração) do prossumidor.

B) GD remota:

- Exposição da distribuidora ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD):
  - Custo nos momentos em que o prosumidor tem consumo superior à geração (consumo líquido);
  - Benefício nos momentos em que o prosumidor tem consumo inferior à geração (geração líquido).
- Redução das perdas na rede de transmissão;
- Investimentos e O&M na rede de distribuição podem ser necessários para atender o consumo remoto do prossumidor;
- Investimentos e O&M na rede de transmissão podem ser necessários para atender o consumo líquido do prossumidor;
- Não aumenta os encargos setoriais;
- Pode provocar mais encargos de serviço de sistema para confiabilidade da rede elétrica para atender o consumo líquido (consumo - geração) do prosumidor.

Os investimentos precisam ser remunerados no mercado regulado, isso se aplica às redes de distribuição e transmissão. A título de ilustração, a ANEEL estima[6] custo de R$ 329,77 para cada MWh compensado em GD decorrente de custos da rede, entre outros custos.

Nota-se que estudos aprofundados[7] indicam que a solução ideal para GD seria que consumidores e prossumidores respondam a preço com granularidades espacial e de tempo adequadas, similar a uma tarifa dinâmica. Simplificações, entretanto, são necessárias para atender princípios da simplicidade e factibilidade no cálculo na tarifa.

Observa-se que a concessionária de distribuição continua com a responsabilidade legal de atender o crescimento de mercado na sua área de concessão incluindo os prossumidores quando necessitam da rede.

[6] Parágrafo 17 da AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL.
[7] MIT, Utilities of the Future. 2016

Em resumo, entende-se que para a correta alocação de custos, risco, remunerações e responsabilidades o prosumidor deve arcar com custos conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Custos e responsabilidades da GD local e remota.

Custo	Responsabilidade	
	GD Local	GD Remota
Custo/benefício da exposição da distribuidora ao PLD	Consumo Líquido	
Investimentos e O&M na transmissão	Consumo Líquido	
Encargos da rede elétrica na transmissão	Consumo Líquido	
Investimentos e O&M na distribuição	Consumo Líquido	Consumo Remoto
Perdas na distribuição	Consumo Líquido	Consumo Remoto

2.3. Introdução da figura do Prossumidor (produtor+consumidor)

O termo prossumidor tem origem na língua inglesa provém da junção de produtor e consumidor. Legalmente, o prossumidor está submetido a um regime atípico e híbrido com semelhanças a: consumidor cativo; autoprodutor e Produtor Independente de Energia.

No âmbito da REN 482 (art. 2º), o prossumidor é definido indiretamente com base nos conceitos a seguir:

> "I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
>
> II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
>
> III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa
>
> (...)
>
> VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
>
> VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada."

As figuras que se assemelham ao prossumidor, por sua vez, contêm as seguintes definições:

- O consumidor, por sua vez, é definido na REN 414/2010, em seu art. 1º:

> "XVII – consumidor: pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos"

  Ao consumidor cativo só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas.

- O Autoprodutor é definido pelo Decreto 2.003/1996: "a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo" (artigo 2º, inciso II).

- Já o Produtor Independente de Energia (PIE), conforme Lei 9.074/1995, é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Considerando o exposto e a tendência de crescimento do prossumidor na matriz elétrica, a preconização em lei dessa figura proporcionará segurança jurídica e princípios norteadores para o crescimento sustentável do prossumidor.

2.4. Segurança jurídica

É essencial que a reforma regulatória da GD ocorra com segurança jurídica e preze pela estabilidade regulatória. Assim, ela deve observar direitos e deveres estabelecido nos contratos além de atender ao disposto em lei ou infralegal, bem como considerar expectativa racionais dos agentes em relação à regulamentação vigente.

Quando o prossumidor se conecta à rede, ele assina com a distribuidora um contrato de adesão que versa apenas sobre obrigações entre as partes na conexão. Inexiste no contrato direitos do prossumidor.

Ressalta-se que a revisão do regulamento de GD não é novidade aos agentes uma vez que a REN 482 estabelece previsão de revisão:

> "Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019."

É essencial que, por princípio, investimentos sejam remunerados tendo em vista a segurança regulatória. Portanto, os investimentos que os prossumidores já realizaram em GD não devem, por ato regulatório, ter sua atratividade reduzida. Tais investimentos foram feitos considerando a vida útil do equipamento, que para a fonte fotovoltaica pode chegar a 25 anos.

Dessa forma, entende-se que não existe insegurança jurídica no ato de revisar as regras para GD. Entretanto, para garantir a segurança regulatória, é salutar que as regras atuais sejam mantidas para a GD existente até que a instalação complete 25 anos.

Outro aspecto que merece atenção é o questionamento jurídico quanto à competência da ANEEL para regulamentar o SCEE. A ABRADEE entende que a ANEEL está criando políticas

públicas ao regulamentar a geração distribuída, principalmente por causa dos subsídios cruzados. Segundo ela, desde a lei nº 10.848/2014, houve uma tentativa de separar as competências públicas dos órgãos federais responsáveis pelo setor elétrico nacional.

> "De um lado, foram conferidas competências técnicas à ANEEL, como fiscalizar o setor, definir tarifas etc. Por outro, foram atribuídas competências políticas à União, como definir a política energética, seja por ato próprio do Ministério de Minas e Energia ou por lei oriunda do Congresso Nacional. A ANEEL, por sua vez, nos termos da sua lei de criação (Lei nº 9.427/1996), deve assumir, em face de seu caráter técnico, um papel voltado à fiscalização e à regulação dos serviços e instalações de energia elétrica "

Por outro lado, ainda no início das discussões acerca do SCEE, a procuradoria da ANEEL foi instada a se manifestar sobre sua competência para tal. De acordo com o Parecer nº 0282/2011-PGE/ANEEL, de 09/05/2011, a procuradoria entendeu que:

> *Como visto, a norma em análise destacada acima possibilitou que a ANEEL, no exercício de sua discricionariedade técnica, editasse a norma que entendesse mais adequada, respeitado, por evidente, o procedimento legitimatório desde que respeitadas as políticas e diretrizes do Governo Federal. Por sua vez, um dos objetivos a serem perseguidos pelas políticas e diretrizes do governo federal é justamente a utilização de fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Sendo assim, entendo que a ANEEL, no exercício de seu poder normativo, tem autorização legal para, validamente, estabelecer regras e procedimentos para adoção do sistema do Net Metering tendo em vista que (i) tal sistema pode ser encarado como um produto de uma política pública que privilegia o uso de fontes alternativas de energia; e (ii) a ANEEL dispõe de competência para aprovar metodologias e procedimentos para otimização do acesso aos sistemas de distribuição.*

Como pode se depreender, a ANEEL entendeu estar de acordo com as políticas governamentais e com suas competências (art. 2º, Lei nº 9.427/1996). Adota-se a posição da ANEEL por ser oficial e não premissa jurídica, porém tal questionamento pode traduzir-se em insegurança jurídica, principalmente se vier a questionar judicialmente a própria REN482/2012 e as relações ocorridas durante sua vigência. Deste modo, a publicação da lei que resultar do PL do Dep. Lafayette Andrade também é importante para legitimar a geração distribuída, inclusive o que já foi implementado no âmbito da REN 482/2012.

2.5. Modernização do SEB - PLS 232

A modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), discutida desde a Consulta Pública MME 033/2017, é tratada no PLS 232 – que mereceu posicionamento da ANE – e em outros projetos de lei no Congresso. São analisados a seguir os itens que podem afetar direta ou indiretamente a reforma pretendida para a GD:

2.5.1. Tarifa binômia para GD (efeito direto)

Atualmente, a tarifa monômia (única) cobrada em energia (kWh) é aplicada aos consumidores e prossumidores conectados em baixa tensão na rede de distribuição. O PLS 232 estabelece a aplicação da tarifa binômia para baixa tensão conforme a seguir:

> "§ 8º As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas, podem prever:
>
> I – tarifas diferenciadas por horário;
>
> II – a disponibilização do serviço de fornecimento de energia elétrica mediante pré-pagamento por adesão do consumidor ou em caso de inadimplência recorrente.
>
> § 9º Após 180 (cento e oitenta) dias da entrada em vigor deste parágrafo, será obrigatória a discriminação dos valores correspondentes à compra de energia elétrica regulada na fatura de energia elétrica para qualquer tensão de fornecimento, quando aplicável.
>
> § 10. Até 60 (sessenta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida" (grifos nossos)

Além da tarifa por unidade elétrica (kWh), aplicar uma tarifa de demanda (kW) para a GD em baixa tensão reduz a atratividade dos investimentos em GD, mas atua na remuneração dos ativos de fio. Dessa forma, a adoção de tarifa binômia tem efeito relevante e direto na reforma regulatória da GD.

2.5.2.Abertura do mercado (efeito indireto)

A abertura de mercado prevista no PLS 232 irá facultar a migração de consumidores do mercado regulado para o livre. A eventual repercussão financeira da migração para as distribuidoras com contratos legados poderá criar um encargo específico. Em princípio, isso poderá afetar indiretamente a regulamentação da GD.

2.5.3.Preço Horário (efeito indireto)

O início do Preço Horário (hoje definido em três patamares e para a semana) no Mercado de Curto Prazo (MCP) poderá afetar as exposições das distribuidoras ao PLD. As compras (para

atender o consumo líquido do prossumidor) e a venda (para atender a geração líquida do prossumidor), que ocorrem em horários distintos, podem afetar o caixa das distribuidoras. Embora haja incerteza se o impacto financeiro da GD será negativo ou positivo para a distribuidora, a adoção do preço horário poderá afetar indiretamente a reforma regulatória da GD.

2.5.4.Separação do lastro e energia (efeito indireto)

O PLS 232 estabelece a possibilidade da separação do lastro da energia e o custeio dele pelos consumidores. Trata-se de um novo encargo de natureza energética. Há incerteza sobre qual seria o lastro da GD. Portanto, esse item poderá afetar indiretamente a reforma regulatória da GD.

2.5.5. Recomendações

Haja vista os impactos diretos ou indiretos da modernização do SEB, em que se destaca a tarifa binômia, numa reforma de GD faz-se importante que a aprovação de Lei sobre GD esteja alinhada com a modernização do PLS 232, ou que o último seja adaptado para evitar incoerências em relação à primeira. Ainda, sugere-se que a ANEEL regulamente tais alterações legais relativas de forma unificada. Tais recomendações visam a segurança jurídica e estabilidade regulatória percebida pelo prossumidor na pretendida reforma da GD.

É recomendável que ministérios como o de Minas e Energia, da Economia e das Ciências e Tecnologia se manifestem sobre a política pública para GD com uma visão estratégica, abordando os aspectos econômicos e socioambientais da introdução de novas tecnologias no curto, médio e longo prazos.

3. POSIÇÃO DA ANE

Com base nas considerações apresentadas no capítulo de introdução e, principalmente, nos princípios elencados, são apresentadas a seguir, diretrizes para o posicionamento da ANE:

3.1. A participação crescente e significativa das energias renováveis, principalmente da solar fotovoltaica, na composição da matriz elétrica mundial é uma realidade e, portanto, tem que ser analisada com o devido cuidado, sob os aspectos legais, regulatórios e operacionais para que a sociedade se beneficie de suas características positivas e tenha mitigado os efeitos indesejáveis provenientes de sua intermitência e disposição espacial.

3.2. O uso do fio e custos em que a GD é responsável devem ser pagos, mas, por não haver motivação, os encargos setoriais e outros custos não devem ser pagos pelos prossumidores.

3.3. Investimentos devem ser remunerados, isso vale tanto para aqueles feitos na rede quanto para a GD existente.

3.4. É preciso ter cautela e racionalidade no estabelecimento de subsídios. O seu objetivo e o grupo afetado precisam ser previamente definidos. Os resultados precisam ser monitorados, ter metas e deve haver um prazo para o seu fim.

3.5. A correta alocação de custos, riscos e responsabilidades para a GD precisa de aprimoramentos para garantir a sustentabilidade do prossumidor e racionalizar os atuais subsídios cruzados dentro do Setor Elétrico. Considerando o princípio da simplicidade na tarifa, recomenda-se que a GD passe a arcar com custos pelos quais é responsável: i) Custo/benefício da exposição da distribuidora ao PLD; ii) investimentos e O&M na transmissão; iii) encargos da rede elétrica na transmissão; iv) investimentos e O&M na distribuição; e v) perdas na distribuição. Recomenda-se que a GD local pague tais custos com base no consumo líquido e que a GD remota pague os custos i) a iii) com base no consumo líquido e os custos iv e v com base no consumo remoto.

3.6. Em face do esperado crescimento do prossumidor na matriz elétrica e sua atual fragilidade institucional (não é amparado sequer por resolução infralegal), a preconização em lei dessa figura proporcionará segurança jurídica e princípios norteadores para o crescimento sustentável do prossumidor.

3.7. Entende-se que o ato de revisar as regras para GD tem segurança jurídica. Entretanto, para garantir a estabilidade regulatória é salutar que as regras atuais sejam mantidas para a GD existente até que a instalação complete 25 anos.

3.8. Haja vista os impactos diretos ou indiretos da modernização do SEB, é essencial que a reforma de GD esteja alinhada com a modernização do PLS 232 (destaque para a tarifa binômia).

3.9. Ainda, recomenda-se que a ANEEL regulamente tais alterações legais de forma unificada.

3.10. Em relação ao anunciado projeto de lei que disciplinará a GD no Brasil, recomenda-se que:

- considerando a importância do incentivo à fonte renovável, o Tesouro Nacional (não a CDE) seja definido como fonte de recurso para o subsídio, visando a não onerar ainda mais os consumidores de energia elétrica;
- a ANEEL aguarde o comando legal desse PL, ou outro que o substitua, para regulamentar de uma só vez a reforma da GD.

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL, “Relatório de AIR 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA”. Outubro 2019.

[2] CCEE, Infomercado.

[3] Relatório do PLS 232 do Senador Tasso Jereissati de 20/11/2018.

[4] EPE, “Recursos Energéticos Distribuído: impactos no planejamento”. Julho de 2018.

[5] BID, Implementing net-metering policies in Latin America and the Caribbean: Design, incentives and best practices. Dezembro de 2018.

[6] European Commission, Assessing the costs and benefits of regulation. Dezembro de 2013.

[7] MIT, Utilities of the Future. 2016.

[8] Development and Integration of Renewables Energy: Lessons Learned from Germany. Julho 2014.