

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

OS DESAFIOS PARA
A SUSTENTABILIDADE



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

OS DESAFIOS PARA
A SUSTENTABILIDADE

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Gabinete da Presidência

Teodomiro Braga da Silva

Chefe do Gabinete - Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial e Economia

Carlos Eduardo Abijaodi

Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato

Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha

Diretor

Diretoria de Comunicação

Ana Maria Curado Matta

Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Diretoria de Inovação

Gianna Cardoso Sagazio

Diretora

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

OS DESAFIOS PARA
A SUSTENTABILIDADE



Brasília, 2021



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

© 2021. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748g

Confederação Nacional da Indústria.

Geração distribuída : os desafios para a sustentabilidade / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2021.

75 p. : il.

1.Geração Distribuída. 2. Incentivos Fiscais. 3. Sistemas Fotovoltaicos. I. Título.

CDU: 621.311

CNI
Confederação Nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC
Tels.: (61) 3317-9989/ 3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mecanismos de Incentivos a Fontes Renováveis	24
Figura 2 – Mapa de Irradiação Solar Direta Normal Diária – Média Anual	36
Figura 3 – Estimativa de <i>payback</i> médio por estado no setor residencial	39
Figura 4 – Estimativa de <i>payback</i> médio por estado no setor comercial baixa tensão	39
Figura 5 – Funções de custos e componentes tarifários da TUSD	51
Figura 6 – Funções de custos e componentes tarifários da TE.....	52
Figura 7 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa.....	53

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Preços médios e capacidade contratada em leilões de solar e eólica <i>onshore</i> no mercado internacional	26
Gráfico 2 – Capacidade instalada em painéis fotovoltaicos por país – 2019.....	28
Gráfico 3 – Evolução do Custo e Eficiência dos Sistemas Fotovoltaicos e seus Impactos sobre o Custo de Geração.....	37
Gráfico 4 – Evolução da Tarifa Média Residencial (R\$/MWh) – 2011 a 2020	38
Gráfico 5 – Evolução da capacidade instalada acumulada em geração distribuída de até 5 MW no Brasil.....	40
Gráfico 6 – Potência Instalada (MW) de Geração Distribuída e participação estadual em 2021 – <i>Ranking</i> Estadual.....	43
Gráfico 7 – Projeção da potência instalada de micro e minigeração distribuída (GW)	60
Gráfico 8 – Impacto sob a ótica tarifária, acumulado em cada ano (R\$ bilhões)	63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores e da distribuidora.....	45
Quadro 2 – Variáveis de entrada do modelo.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – <i>Payback</i> do investimento em implantação de geração distribuída.....	64
Tabela 2 – Análise de custo-benefício (VPL para o setor elétrico)	64
Tabela 3 – <i>Payback</i> do investimento em implantação de geração distribuída.....	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AIR – Análise de Impacto Regulatório
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COPEL – Companhia Paranaense de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FIT – Feed-in-Tariffs
FV – Fotovoltaico(s)
GD – Geração Distribuída
GW – Gigawatt
ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IEA – International Energy Agency
IRENA – International Renewable Energy Agency
kV – Quilovolt
MME – Ministério de Minas e Energia
MMGD – Micro e Minigeração Distribuída
MWh – Megawatt-hora
NT – Nota Técnica
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D/EE – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PL – Projeto de Lei
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RN – Resolução Normativa
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN – Sistema Interligado Nacional
TCU – Tribunal de Contas da União
TE – Tarifa de Energia
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD – Tarifa de Uso no Sistema de Distribuição
TUSDc – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada ao Consumidor
TUSDg – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável às centrais geradoras
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	11
SUMÁRIO EXECUTIVO	13
1 INTRODUÇÃO	19
2 MECANISMOS DE INCENTIVOS PARA DIFUSÃO DE RENOVÁVEIS NO MUNDO	23
3 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	31
3.1 Arcabouço regulatório	31
3.2 Desenvolvimento do mercado	36
3.3 Incentivos fiscais à geração distribuída	42
3.4 Benefícios potenciais da geração distribuída	45
4 MUDANÇAS REGULATÓRIAS E POLÍTICAS PÚBLICAS EM DISCUSSÃO	49
4.1 Revisão da RN ANEEL nº 482/2012 e adoção da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão	49
4.2 Acórdão TCU nº 3.063/2020 e Resolução CNPE nº 15/2020.....	55
4.3 Projeto de Lei nº 5.829/2019	56
5 CENÁRIOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS	59
5.1 Subsídios concedidos aos consumidores de geração distribuída por meio do sistema de compensação de energia elétrica.....	61
5.2 Análise custo-benefício para o setor elétrico	63
5.3 Impactos da revisão dos incentivos sobre a atratividade dos investimentos em geração distribuída	64
6 CONCLUSÕES	67
REFERÊNCIAS	71

APRESENTAÇÃO

O mercado para a geração distribuída de energia elétrica está em crescimento acelerado no Brasil – esse é o tipo de energia produzida e consumida pelo próprio usuário, por painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas, por exemplo. Essa expansão está relacionada a diferentes mecanismos de incentivo, que contribuem para a rentabilidade dos investimentos, ao alto preço da energia fornecida pelas concessionárias e aos subsídios concedidos pelo uso das redes de transmissão e distribuição.

Atualmente, existem diversas discussões sobre o valor da energia injetada na rede pela geração distribuída, que pode não refletir o real impacto do custo dessa geração para a sociedade. De um lado, as distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede. De outro lado, as fontes distribuídas renováveis resultam em claros benefícios ao meio ambiente que não são corretamente valorizados.

Com o avanço da geração distribuída, é necessário avaliar o atual estágio de inserção dessa tecnologia no Brasil, bem como as tendências de crescimento e suas consequências econômicas para o equilíbrio financeiro do setor elétrico. Da mesma forma, é importante discutir opções para equilibrar a concessão de incentivos e subsídios a essa modalidade de geração com os benefícios para a sociedade e o setor elétrico.

O presente trabalho recomenda um conjunto de iniciativas que proporcionam ganhos de eficiência nos mercados de energia e na geração distribuída. Esperamos que a publicação contribua para o necessário debate sobre o tema.

Boa leitura.

Robson Braga de Andrade

Presidente da CNI

SUMÁRIO EXECUTIVO

O mercado para geração distribuída (GD) solar no Brasil encontra-se em crescimento acelerado. Este crescimento está relacionado a diferentes fatores que contribuem para uma elevada rentabilidade dos investimentos em geração distribuída no país, dentre eles destacamos: *i)* a forte queda do preço real dos sistemas de geração fotovoltaica nos últimos 5 anos; *ii)* o aumento significativo das tarifas de energia elétrica; e *iii)* a implementação do sistema de compensação de energia¹ por meio da RN nº 482 (*net metering*).

O conjunto destes fatores contribuiu para um crescimento anual de 205% da geração distribuída fotovoltaica entre 2016 e 2020. No final de 2020, a capacidade instalada de sistemas de geração distribuída registrados pela ANEEL atingiu 4.750 MW, e um total de 386 mil instalações.

Com o avanço da geração distribuída fotovoltaica, faz-se necessário avaliar o atual estágio de penetração da geração distribuída no Brasil, bem como as tendências de crescimento dessa forma de geração e suas consequências econômicas para o equilíbrio financeiro do setor. Neste contexto, é importante discutir opções para equilibrar a concessão de incentivos e subsídios a esta modalidade de geração com os benefícios para a sociedade e o setor elétrico.

Para subsidiar a análise sobre a geração distribuída no Brasil, a experiência internacional na concessão de incentivos para difusão da geração distribuída a partir de fontes renováveis foi avaliada. Em particular, analisaram-se as vantagens e desvantagens dos diferentes mecanismos de incentivos existentes, tais como: mandatos e cotas de energias renováveis; tarifas *feed-in*; leilões de compra de energia; e mecanismos de *net metering*.

A análise dos mecanismos de incentivo na experiência internacional mostrou que a concessão de incentivos por meio das tarifas de uso da rede ou da energia vendida pelas distribuidoras cria distorções tarifárias indesejáveis. Por essa razão, organizações internacionais, como a IRENA e IEA, têm defendido a concessão de incentivos que resultem na redução do custo de aquisição dos sistemas (como isenção fiscal ou financiamento facilitado), em detrimento de incentivos tarifários que possam distorcer os preços da eletricidade.

¹ O Sistema de Compensação de Energia Elétrica como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Os principais *drivers* do desenvolvimento do mercado da geração distribuída no país foram apresentados e analisados. O primeiro *drive* analisado foi o desenvolvimento de um arcabouço regulatório para a geração distribuída, por meio da Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012 e suas atualizações posteriores (RN nº 687/2015 e RN nº 786/2017), que criaram as condições regulatórias e um ambiente de negócios favorável para a geração distribuída.

Outro *drive* fundamental para o rápido crescimento da geração distribuída foi o aumento da atratividade econômica para os projetos de geração distribuída fotovoltaica. Nos últimos 10 anos, ocorreu uma forte queda dos preços e um aumento significativo da eficiência de geração dos sistemas. Por outro lado, as tarifas de energia elétrica no Brasil encontram-se numa trajetória de elevação por diversos fatores.

A implementação do sistema de compensação de energia por meio da RN nº 482 foi fundamental para a atratividade da geração distribuída, uma vez que permite a garantia do suprimento com um baixo custo de uso da rede de distribuição, visto que estes consumidores não pagam encargos setoriais e outros componentes tarifários.

Esse conjunto de fatores torna muito atrativo o investimento na geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos no Brasil. O *payback* médio dos investimentos em geração distribuída situa-se entre 3 e 5 anos, dependendo do Estado, dos níveis de tarifas elétricas e do nível de incidência da radiação solar do Estado. Este *payback* é muito atrativo quando comparado com outros países. Na Europa, o *payback* típico para projetos de geração solar distribuída no setor residencial é de 5 a 11 anos. Na China, o tempo médio de retorno do investimento é de 6,5 anos.

A análise do impacto dos incentivos fiscais para os projetos de geração distribuída mostrou que os subsídios concedidos pelos governos estaduais têm forte impacto para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil. Minas Gerais lidera o mercado de geração distribuída no Brasil em função dos estímulos concedidos na forma de isenção de ICMS sobre a energia gerada e sobre a aquisição dos equipamentos. Dessa forma, ficou claro que existe espaço para compensar a redução de incentivos tarifários mediante estímulos para redução do custo de investimento.

As principais mudanças regulatórias e as políticas públicas em discussão no país, no âmbito da ANEEL e do Congresso Nacional, foram apresentadas e avaliadas. Em particular, analisaram-se os resultados da Consulta Pública nº 025/2019 e a AIR nº 03, realizadas pela ANEEL, que deram origem a proposta de redução dos incentivos tarifários (alternativa 5 proposta pela ANEEL no AIR nº 03). Adicionalmente, foi analisado o PL nº 5.829/2019, que busca estabelecer o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil, enfatizando-se a importância de se construir uma proposta que seja equilibrada

em relação à divisão de custos e riscos entre os consumidores da geração centralizada e distribuída.

Por fim, foram elaboradas estimativas de impactos tarifários e cenários de difusão da geração distribuída no Brasil e a avaliação dos impactos potenciais sobre a tarifa dos consumidores. A análise dos incentivos fornecidos deixou claro que o desenho do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*) no Brasil implica a concessão de elevados subsídios cruzados entre consumidores em geral e os produtores de energia distribuída. Os custos não arcados pelos produtores de energia distribuída para cada MWh produzido foi estimado em 201,50 R\$/MWh.

Por sua vez, a perda de receita para a distribuidora por MWh produzido pela geração distribuída situa-se em 145,18 R\$/MWh. Dessa forma, se mantidas as regras atuais para a geração distribuída, podemos atingir aproximadamente 33,3 GW de potência instalada em 2030. Neste cenário, os custos acumulados e que serão pagos pelos demais consumidores e distribuidoras foi estimado em R\$ 43 bilhões.

A análise dos benefícios potenciais da difusão da geração distribuída mostrou que estes não são suficientes para compensar os custos a serem pagos pelos demais consumidores. A partir desta análise conclui-se que é necessário rever os incentivos tarifários concedidos à geração distribuída de forma a promover a justiça tarifária, por meio da correta alocação dos custos da rede de distribuição e transmissão visando o necessário equilíbrio.

A discussão sobre a revisão dos incentivos tarifários para a geração distribuída no Brasil saiu do âmbito regulatório na ANEEL e está sendo debatida no parlamento por meio do PL nº 5.829/2019. Dessa forma, a decisão sobre a revisão dos incentivos será principalmente política, sendo fundamental que os decisores políticos tenham acesso à informação técnica adequada e considerem os impactos do seu posicionamento para a sociedade.

O posicionamento técnico da ANEEL aponta para uma revisão ampla dos incentivos (Alternativa 5), na qual o micro ou minigerador paga por todas as componentes tarifárias com exceção da parcela correspondente à compra de energia (TUSD fio B). Essa proposta equivale ao pagamento de aproximadamente 60% sobre o valor do kWh utilizado.

Foram realizadas simulações que apontam um aumento do *payback* do investimento na implantação de geração distribuída local, passando dos atuais 3,79 anos para 3,93 anos. Já o *payback* estimado para a geração distribuída remota aumentaria dos 3,74 anos atualmente para 8,02 anos.

Conclui-se, assim, que a proposta da ANEEL para redução dos incentivos tarifários para a geração distribuída permitiria um cenário de elevada atratividade econômica. Ressalta-se que a grande maioria dos projetos de geração distribuída concentra-se na geração local,

com aproximadamente 450 mil projetos, e um pouco mais de 4 mil projetos de geração distribuída remota. Dessa forma, a correção das distorções tarifárias propostas pela ANEEL apresenta um impacto de redução importante na competitividade da geração para apenas 1% dos projetos.

Por fim, ficou claro que a geração distribuída apresenta benefícios importantes para o setor elétrico e para a economia brasileira como um todo. O problema é que estes benefícios não podem ser apropriados por uma parcela dos consumidores às custas daqueles que não possuem geração distribuída. Assim, o debate sobre a revisão dos incentivos tarifários deve deixar bem claro quem vai pagar o custo acumulado até 2030 de R\$ 43 bilhões. A alocação deste custo para os consumidores residenciais mais pobres e para a indústria nacional tem consequências econômicas e de justiça social para o país.



1 INTRODUÇÃO



Em um passado recente, o setor elétrico dividia-se nitidamente em esferas exclusivas, quais sejam geração, transmissão e distribuição. Porém, hoje avança no sentido de maior complexidade e competitividade. Na geração, destaca-se o armazenamento de energia em grande escala e novas fontes, como as centrais de geração renovável intermitente. Na transmissão e distribuição, emergem a operação inteligente e remota, despacho descentralizado, instrumentos de resposta da demanda, geração distribuída e armazenamento de energia na unidade consumidora.

Neste novo cenário, será necessária a inserção de avanços regulatórios que possam garantir a abertura de mercado, a racionalização de encargos e subsídios, a atualização da sistemática de leilões e a acomodação de novas tecnologias emergentes.

Para que estas novas tendências tecnológicas sejam desenvolvidas e garantam maior competitividade e custos mais baixos da energia, serão necessários novos ajustes no setor, sendo que alguns já estão em curso.

Um dos aspectos que merecem muita atenção nos ajustes regulatórios é a geração distribuída. Após vários países implementarem incentivos para promover geração distribuída, o Brasil adotou o mecanismo de *net metering* (compensação de energia elétrica) em 2012. A Resolução Normativa nº 482 ANEEL reduziu as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída, não apenas solar, e criou um ambiente atrativo para a difusão da geração descentralizada de pequeno porte.

O sistema de compensação permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. Neste mecanismo,

não está previsto o pagamento pelo mini ou microgerador dos custos e encargos relativos à utilização da rede de distribuição e da comercialização de energia.

Os incentivos eram justificados pela diretriz de promover fontes limpas de geração e pela perspectiva que os custos integrais dessas fontes ainda não eram competitivos com as fontes tradicionais.

Atualmente, existem diversas discussões sobre a valoração da energia injetada na rede, que pode não refletir o real impacto da geração distribuída para a sociedade. De um lado, as distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição. Há uma vasta literatura internacional apontando o risco de “espiral da morte” das concessionárias de eletricidade.

Para os consumidores do mercado regulado, que não possuem equipamentos de geração distribuída, a ANEEL estima que pagarão encargos adicionais acumulados de R\$ 55 bilhões até 2035 para subsidiar a geração distribuída.

De outro lado, as fontes distribuídas renováveis apresentam externalidades ambientais positivas que não são diretamente valoradas no Brasil. Assim, a preservação dos incentivos seria importante para consolidar a difusão de fontes renováveis distribuídas e cumprir compromissos de descarbonização da economia.

Portanto, faz-se necessária uma análise e quantificação dos custos e benefícios da geração distribuída de pequeno porte no Brasil, com vistas a guiar aperfeiçoamentos na forma de compensação vigente ou de uma futura comercialização dessa energia.

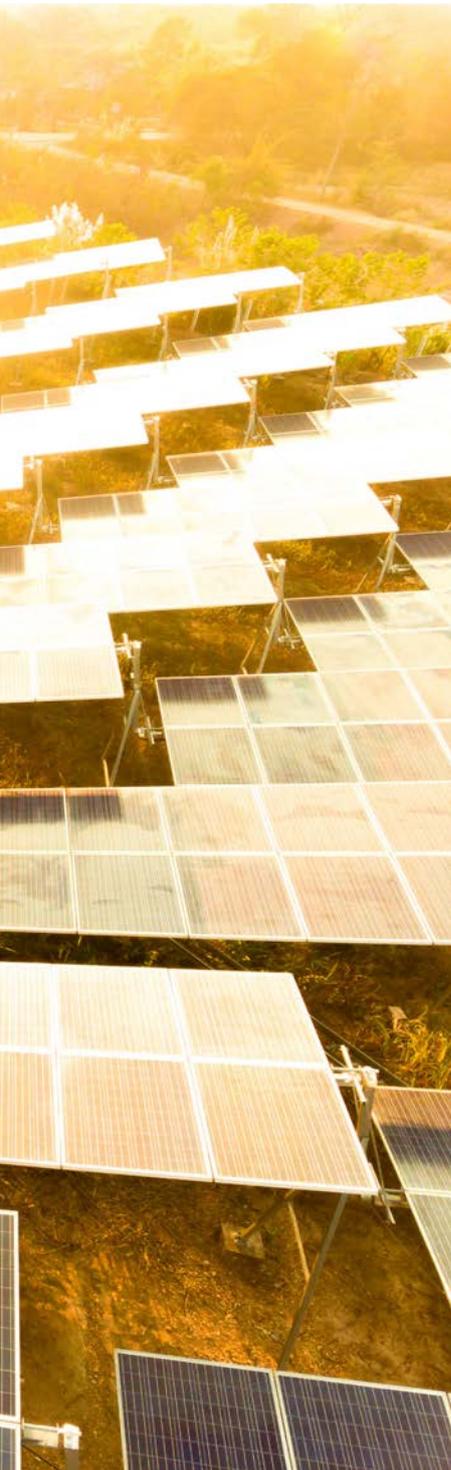
Em 2019, a ANEEL realizou consulta pública para rever a RN nº 482/2012. A ANEEL apresentou alternativas de redução progressiva dos incentivos para geração distribuída. No entanto, a iniciativa recebeu resistências e o debate foi descontinuado. Recentemente, este tema ganhou força no Congresso Nacional por meio do PL nº 5.829/2019, apresentado pelo deputado Silas Câmara em 05/11/2019. As discussões em torno deste projeto de lei avançam rapidamente no parlamento. Dessa forma, é fundamental avaliar o contexto, as tendências e as consequências econômicas dos cenários de difusão da geração distribuída no país.

O objetivo deste estudo é avaliar o atual estágio de penetração da geração distribuída e como podemos equilibrar a concessão de subsídios a esta modalidade e os benefícios à sociedade e ao setor elétrico. Para tanto, o estudo foi dividido em sete seções, contando com esta introdução. A segunda seção apresenta os mecanismos de incentivos para difusão de renováveis no cenário internacional.

A terceira seção apresenta e discute o desenvolvimento do mercado da geração distribuída no país, com foco no arcabouço regulatório, no desenvolvimento do mercado e nos incentivos fiscais. A quarta seção, apresenta e analisa as principais mudanças regulatórias e políticas públicas em discussão no país. A quinta seção é dedicada à análise dos cenários da difusão da geração distribuída no Brasil. Por sua vez, a sexta seção avalia os impactos da geração distribuída para o setor elétrico nacional. Por fim, a sétima e última seção apresenta algumas propostas para um cenário sustentável de difusão da geração distribuída no Brasil.



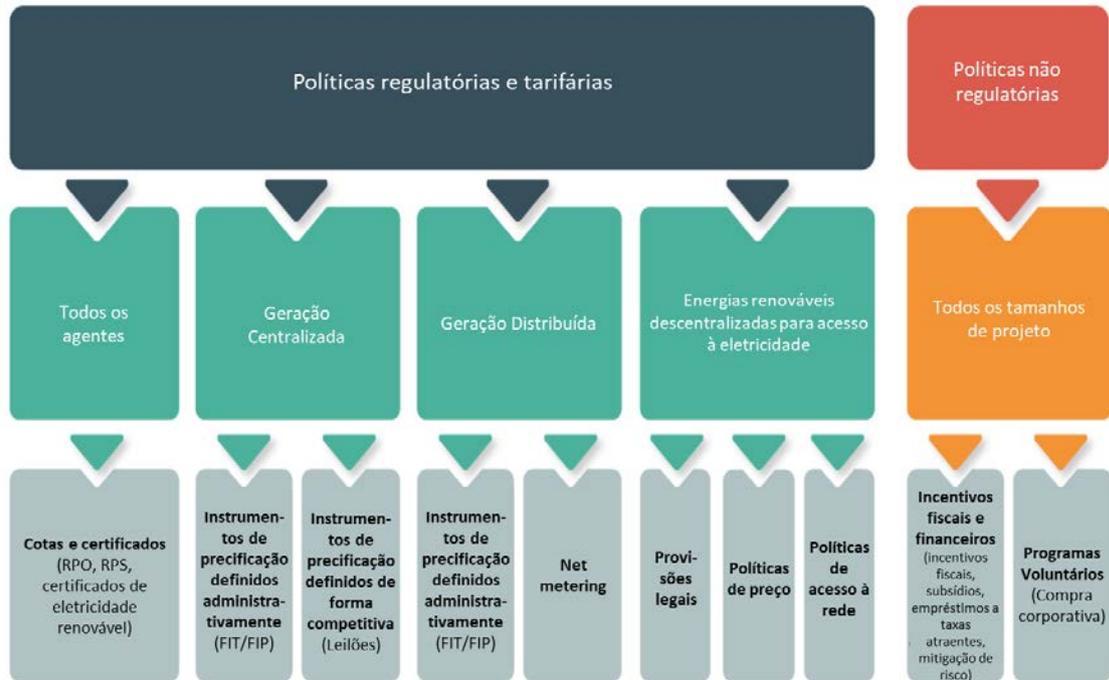
2 MECANISMOS DE INCENTIVOS PARA DIFUSÃO DE RENOVÁVEIS NO MUNDO



A partir do comprometimento de países com metas e compromissos de redução de emissão de gases de efeito estufa, como o European Union – EU 2020 target e os protocolos de Kyoto e Paris, a promoção de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis distribuídas foi o componente mais importante de política energética em países industrializados, principalmente os europeus.

Com esse intuito, foram desenvolvidos mecanismos para incentivar a difusão de geração distribuída renovável. No período de pioneirismo, esses mecanismos foram necessários, pois os custos das fontes renováveis ainda não eram competitivos em relação às fontes de geração tradicionais. Com o passar do tempo, os ganhos de escala e aprendizado tornaram as fontes renováveis mais competitivas e os mecanismos baseados em sinais de mercado se tornaram mais eficazes e comuns (LOWDER; ZHOU; TIAN, 2017).

Os mecanismos são diferenciados por sua natureza e aplicação (Figura 1) e envolvem tratamento regulatório preferencial, preços incentivados e condições de acesso à rede (IRENA, REN 21; IEA, 2018). Atualmente, 143 países adotam algum tipo de incentivo às fontes renováveis.

FIGURA 1 – Mecanismos de Incentivos a Fontes Renováveis

Nota: FIT = tarifa feed-in, FIP = prêmio feed-in, RPO = obrigações de compra de renováveis, RPS = padrões de portfólio de renováveis.

Fonte: IRENA, REN 21 e IEA, 2018.

Os mandatos e as cotas de energias renováveis são obrigações de aquisição de energia proveniente de fontes renováveis. Os mecanismos de incentivo podem ter obrigações mais amplas, como a exigência de que as distribuidoras adquiram um percentual determinado de sua energia a partir de fontes renováveis, ou ainda mecanismos mais específicos, como uma política adotada na Cidade do México que determina que novos centros comerciais atendam com energias renováveis 30% de sua demanda de eletricidade. Na Califórnia, a instalação de painéis solares é mandatória para a maior parte das novas residências (REN 21, 2020).²

Cerca de 100 países ou estados utilizam esquemas de cotas, incluindo 29 estados dos Estados Unidos (IRENA, REN 21 e IEA, 2018). As cotas renováveis impostas à venda final de energia são denominadas Padrões de Portfólio Renováveis (*Renewable Portfolio Standards* – RPS) nos Estados Unidos; Obrigações Renováveis (*Renewable Obligations* – RO) no Reino Unido; e Obrigações de Compra Renováveis (*Renewable Purchase Obligations* – RPO) na Índia. Os mandatos e as cotas são aplicáveis à geração centralizada e distribuída.

² Mandatos de eletrificação para novas residências surtem mais efeito em países com elevado crescimento de novas moradias. O crescimento lento das moradias significa que relativamente poucas residências estão sujeitas a mandatos de eletrificação. O efeito dessa política em países com um estoque de moradias de longa duração demora muito para reduzir as emissões de CO₂.

Em parte das experiências, as cotas são implementadas em conjunto com certificados que atestam a fonte renovável da geração (*Renewable Energy Certificate* – REC). Usualmente, os certificados podem ser negociados em mercados organizados. Nesses mercados, fornecedores de eletricidade que estão sujeitos a cotas renováveis adquirem certificados de geradores de energia renovável. Um total de 30 países adotam certificados renováveis, incluindo a União Europeia.

A experiência aponta que a efetividade de sistemas de cota depende da institucionalidade para seu cumprimento, com penalidades críveis (IRENA, REN 21 e IEA, 2018). Outro problema destacado na literatura é a possibilidade de contratação de sistemas de geração ineficientes, quando as cotas são baseadas em capacidade instalada de geração.

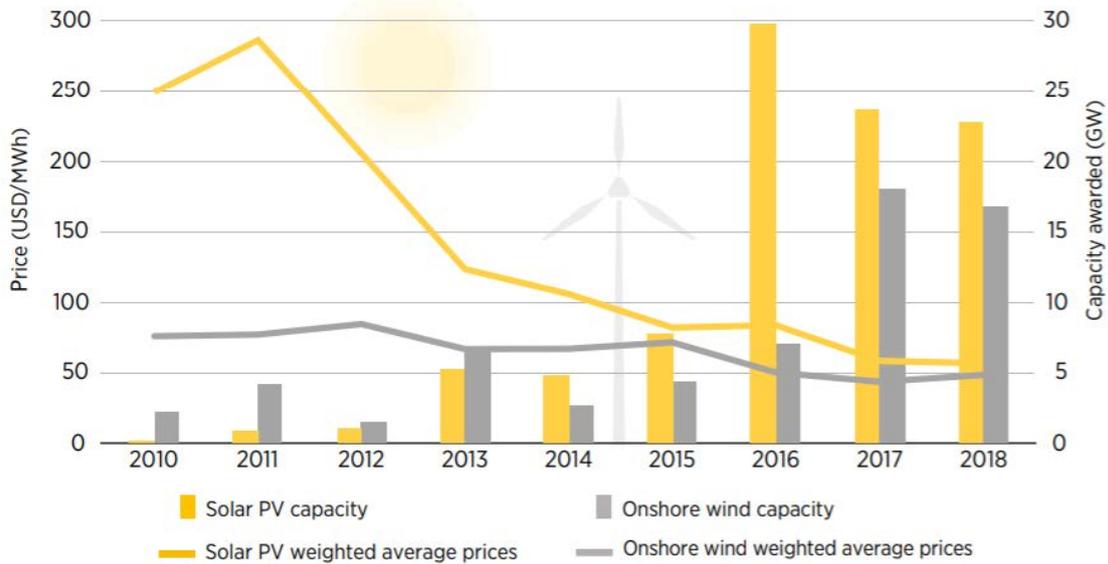
As ***Feed-in-tariffs (FIT)*** são tarifas incentivadas aplicadas à geração a partir de fontes renováveis. As tarifas são diferenciadas pelas fontes e são fixas por período determinado de anos. Em alguns casos, o incentivo é definido a partir de diferenciais de preços direcionados a fontes renováveis (*Feed-in-Premium*). O esquema é atrativo a investidores, tornando garantida a receita para projetos renováveis. As tarifas incentivadas são custeadas por meio das contas de eletricidade dos consumidores, constituindo um subsídio cruzado, ou por meio de orçamento governamental. As FIT constituíram o principal mecanismo de estímulo à difusão de renováveis na fase inicial de desenvolvimento das tecnologias.

O grande desafio de um esquema de FIT é definir a tarifa ou o prêmio adequado para as fontes renováveis. Preços baixos não estimulam novos projetos, e preços elevados implicam ônus excessivo aos consumidores. Conforme as renováveis passam a representar grande parcela do mix de geração, os subsídios tendem a se tornar insustentáveis. Essa dinâmica implicou a desestruturação das finanças do setor de eletricidade da Espanha (*deficit* tarifário) e na explosão das contas de eletricidade da Alemanha. Os esquemas de FIT têm sido substituídos por mecanismos que incorporam sinais de mercado. Em 2019, 113 jurisdições (países ou estados) adotavam FIT (REN 21, 2020).

Os **leilões** são uma das alternativas para contratação de projetos de geração de energia renovável de forma centralizada. Nos leilões, o preço é definido de forma competitiva. Havendo concorrência, os preços serão ajustados às condições de custos vigentes no momento do leilão, evitando ônus. Os leilões são a forma de contratação de renováveis que mais tem se difundido, ainda que não sejam aplicados para geração distribuída.

Segundo REN 21 (2020), 109 países já utilizaram esse mecanismo para promover renováveis. Na experiência global, os preços obtidos em leilões têm caído sensivelmente, principalmente na contratação de energia solar (Gráfico 1).

GRÁFICO 1 – Preços médios e capacidade contratada em leilões de solar e eólica *onshore* no mercado internacional



Fonte: IRENA (2019).

O Brasil é um dos precursores na utilização de leilões de contratação de energia. Inicialmente, eólica e solar foram objeto de licitações que especificavam a tecnologia de geração (leilões de Energia de Fontes Alternativas e leilões de Energia de Reserva). Atualmente, as fontes renováveis são competitivas em licitações abertas (leilões de Energia Nova A-3 e A-5) a todas as fontes (*technology-neutral*).

Os leilões são uma boa solução para definir o preço inicial de contratação de fontes renováveis centralizadas, mas, ao oferecerem contratos de prazo muito longo, podem resultar em preços que não acompanham as reduções de custo provenientes da evolução tecnológica e gerar ônus aos consumidores. A adoção de mecanismos de ajustes de preços e de prazos contratuais mais curtos pode ser interessante para evitar o descolamento de preços e custos.

O **net metering** é um esquema de compensação entre a energia gerada em sistemas distribuídos e a consumida pelos clientes. Em seu formato usual, o excedente produzido gera créditos (KWh) para abater o consumo de energia proveniente da rede durante período de tempo delimitado, de um a seis meses. Setenta países utilizam esquemas de *net metering* para promover renováveis, além de vários estados dos Estados Unidos e do Canadá (REN 21, 2020). O *net metering* é o mecanismo mais utilizado nos Estados Unidos para promover a instalação de painéis solares (IRENA; REN 21; IEA, 2018).

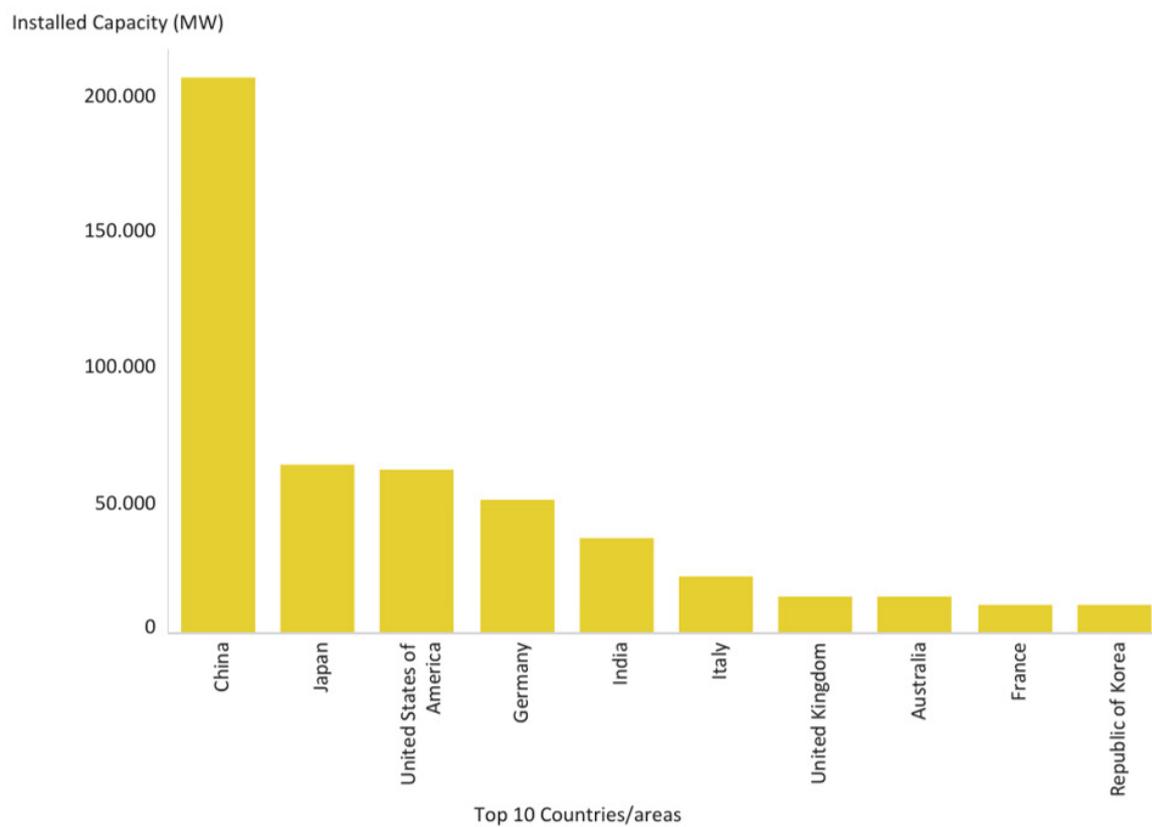
Em países onde existe a tarifa binômica (cobrança por potência e energia), o esquema de *net metering* é aplicado apenas na parcela variável (energia) da conta de luz. Há também esquemas semelhantes de cobrança líquida, baseados em valores monetários (*net billing*), em que são estabelecidos preços distintos para a energia disponibilizada na rede pela geração distribuída e a energia efetivamente utilizada.

Uma tendência recente é a possibilidade de consumidores compartilharem créditos de uma mesma instalação de geração (*Virtual Net Metering – VNM*). Espanha e Brasil instituíram regras para estender esquemas de compensação para unidades consumidoras que não contam com geração distribuída no próprio local. Nos EUA, 16 estados contam com políticas de VNM (REN 21, 2020).

Como os esquemas de compensação de *net metering* são baseados no preço final da eletricidade, a atratividade da instalação de sistemas distribuídos pode implicar sub-remuneração da infraestrutura de suprimento de eletricidade. A difusão de geração distribuída tende a resultar em perda de receita para as concessionárias de distribuição e em aumento da tarifa para consumidores sem geração própria, o que torna a instalação de geração distribuída mais atrativa progressivamente. Essa dinâmica retroalimentada é tratada como Espiral da Morte das concessionárias (*Utility Death Spiral*) (CASTAÑEDA *et al.*, 2017). Essa preocupação levou vários países a reverem o sistema de compensação e os esquemas tarifários para torná-los mais compatíveis aos custos setoriais.

O relatório IRENA, REN 21 e IEA (2018) defende que o desenvolvimento de tarifas que reflitam melhor os custos – com componentes variáveis (\$/KWh), fixos (\$/mês) e, eventualmente, de demanda (\$/KW) – tende a reduzir a oposição à instalação de sistemas de geração distribuída e a promover uma difusão equilibrada. É preferível que os incentivos para difusão sejam voltados à redução do custo de aquisição dos sistemas (como isenção fiscal ou financiamento facilitado) do que por meio da distorção dos preços da eletricidade.

Os mecanismos de incentivo às renováveis impulsionaram a forte difusão de sistemas fotovoltaicos, principalmente em geração distribuída. Em 2019, o mundo já contava com 579 GW de capacidade instalada de fonte solar. O Gráfico 2 apresenta a lista dos 10 países com maior capacidade instalada de geração solar distribuída. A China liderou o crescimento nos últimos anos e hoje é o país com maior capacidade de geração em painéis fotovoltaicos, 205 GW. Japão, Estados Unidos e Alemanha, países precursores do movimento de difusão, possuem de 50 GW a 60 GW de potência fotovoltaica.

GRÁFICO 2 – Capacidade instalada em painéis fotovoltaicos por país – 2019

Fonte: IRENA



3 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL



3.1 ARCABOUÇO REGULATÓRIO

No Brasil, o PROINFA voltado para geração centralizada foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por Produtores Independentes Autônomos de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no SIN.

Os objetivos originais do PROINFA foram:

- diversificação da matriz energética nacional por meio da instalação de 3.300 MW de capacidade de geração a partir de fontes renováveis, distribuídos igualmente por tipo de fonte (eólica, biomassa, PCH);
- atendimento, em até 20 anos, a 10% do consumo de energia elétrica do país a partir de fontes renováveis; e
- redução da emissão de gases do efeito estufa.

O PROINFA constituiu uma forma emergencial de promover a expansão da oferta de energia elétrica, estratégia adotada pelo governo federal em resposta a maior crise energética do sistema elétrico brasileiro, que implicou racionamento de eletricidade.³ O programa se baseou no pagamento de tarifas diferenciadas para a compra de energia proveniente de fontes renováveis por um período de vinte anos, com níveis predeterminados de eficiência e atratividade.

³ A crise energética de 2001/2002 foi marcada por interrupções do fornecimento de energia elétrica em vários estados. No final do ano 2000, o nível dos reservatórios ficou abaixo de 18% de sua capacidade. Em resposta, foi lançado o programa de racionamento, que fixou o limite de consumo mensal de energia em 320 kWh por residência, e reajustou tarifa residencial em 16%. Pelas regras do racionamento, se o limite de consumo fosse ultrapassado, o consumidor deveria pagar 50% a mais sobre o excesso (TOLMASQUIM, 2000).

O PROINFA concentrou os investimentos na geração de energia a partir de fontes renováveis em PCH, no aproveitamento da biomassa e na ampliação do parque eólico. O uso da energia solar acabou ficando restrito ao Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM). Esse programa foi criado, em 1994, pelo MME, com o objetivo de atender às populações não assistidas pela rede elétrica convencional, utilizando-se de fontes energéticas renováveis, tais como painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas de pequeno porte.

Posteriormente, o PROINFA foi alterado pela Lei nº 10.762/2003,⁴ pela Lei nº 11.075/2004⁵ e pela Lei nº 12.212/2010. Esta última criou a tarifa social de energia elétrica e isentou os consumidores de baixa renda da participação no custeio dos projetos de energias alternativas.

O PROINFA incorporou características do sistema *feed-in*, tais como a garantia do acesso da eletricidade renovável à rede e o pagamento de preço fixo diferenciado para a energia produzida. O programa governamental para energias renováveis também adotou sistema de leilões de projetos de energia renovável, além de subsídios por meio de linhas especiais de crédito do BNDES.

A RN da ANEEL nº 167, de 2005, estabeleceu as condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída. A resolução designa as condições para a contratação por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição que atue no SIN.

A geração de energia elétrica em sistemas distribuídos a partir do biogás ganhou destaque no estado do Paraná em 2008, a partir da publicação da Resolução Autorizativa nº 1.482 da ANEEL. Chamado “Programa de Geração distribuída com Saneamento Ambiental”, permitiu o desenvolvimento do Programa de GD com compra da energia excedente produzida em pequenas propriedades rurais do Paraná a partir de dejetos de animais,⁶ via chamada pública. O programa concedeu condições para a inserção de projetos-pilotos de GD em baixa tensão, com potência instalada de até 300 kVA (ANEEL, 2008a; 2008b).

A energia gerada nos projetos do Paraná era para autoconsumo, e os excedentes eram vendidos diretamente à COPEL. Deste modo, os projetos seriam remunerados pela concessionária por meio da venda da energia elétrica remanescente. A compra de energia elétrica de empreendimentos de GD via chamada pública promovida pelas concessionárias é permitida, desde 2004, pelo Decreto nº 5.163.

4 Lei que disponibiliza recursos do BNDES para financiamento do subsídio, devido a não majoração das tarifas, e cria os mecanismos de compensação do valor da tecnologia específica da fonte (VETEF).

5 Lei que altera os prazos limites para início de operação dos projetos para 2008.

6 Material orgânico resultante da criação de suínos.

Com o objetivo de criar condições regulatórias para fomento e viabilização da microgeração e minigeração distribuídas, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011. Com as contribuições recebidas, a ANEEL publicou a RN nº 482, em abril de 2012, visando reduzir as barreiras e incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro de geração de pequeno porte.

Além de estabelecer as condições gerais para o acesso da microgeração e da minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a RN nº 482/2012 implantou o sistema de compensação de energia elétrica. Após a Audiência Pública nº 100/2012, a ANEEL publicou a RN nº 517, em dezembro de 2012, que regulamenta o sistema de compensação de energia e altera o Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST. A produção de energia local passa a ser feita com pequenos geradores, tais como painéis solares, turbinas eólicas ou hidráulicas, e utilizada para abater o consumo de energia elétrica da unidade consumidora.

A RN nº 482/2012 da ANEEL e suas atualizações posteriores (RN nº 687/2015 e RN nº 786/2017) regulamentaram a geração distribuída por meio da definição do sistema de compensação (*net metering*), em que o valor da energia injetada na rede da distribuidora pelos consumidores com geração distribuída serve para abater o valor do consumo de energia desses consumidores junto àquela distribuidora, considerando todas as componentes tarifárias. Surge, então, a figura do *prosumer* – combinação de consumidor e produtor de energia.

A RN nº 482 também estabeleceu o prazo de validade dos créditos. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia, denominado crédito de energia, pode ser utilizado em até 36 meses, ou utilizados em outra unidade, desde que na mesma área de concessão da distribuidora e do mesmo titular. Posteriormente, esse prazo foi alterado para 60 meses pela RN nº 687/2015.

Caso a geração seja maior que o consumo, o crédito de energia pode ser usado para abater o consumo, restando ao consumidor somente o pagamento da tarifa básica (30 kWh para instalações monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas). Se o consumo for maior que a geração, o consumidor paga a diferença entre a energia total consumida e a gerada.

O art. 2º da RN nº 482 (alterada pela Resolução nº 517) adota as seguintes definições:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

A partir de dezembro de 2012, tornou-se possível o consumidor (desde instalações residenciais e industriais) produzir sua própria energia até o limite de 1 MW e comercializar o excedente com as concessionárias, injetando-o no SIN por meio do sistema de compensação.

A Resolução nº 482 eliminou algumas barreiras do desenvolvimento de GD de energia no país e viabilizou investimentos em pequenos sistemas de geração distribuída pulverizados na rede, com destaque para a fonte solar. Em 2015, a ANEEL publicou a RN nº 687, que acrescentou alguns benefícios aos microgeradores.

As novas regras estabelecidas pela RN nº 687/2015 começaram a valer em 1º de março de 2016 e permitiram o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 KW, e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 KW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015a). A potência limite foi elevada de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas). A RN também alterou o prazo de validade dos créditos, passando de 36 para 60 meses.

Outra inovação estabelecida pela RN nº 687/2015 é a possibilidade de instalação de GD em condomínios com múltiplas unidades consumidoras. Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

A ANEEL criou também a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (ANEEL, 2015a). O processo de conexão da geração distribuída à rede de distribuição também foi simplificado.

Após a Audiência Pública nº 37/2017, que buscou subsídios para a proposta de alteração do limite de potência de minigeração distribuída a partir de fonte hídrica, foi publicada a RN nº 786, em 17 de outubro de 2017.

As mudanças introduzidas pela RN nº 786/2017 resumem-se à alteração do inciso II do artigo 2º da RN nº 482/2012, para:

- ampliar a potência instalada de centrais geradoras de fontes renováveis para superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW;

- vedar o enquadramento como microgeração ou como minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou, ainda, tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, cabendo à própria distribuidora identificar esses casos; e
- assegurar que a vedação anterior não se aplique aos empreendimentos que tenham protocolado a solicitação de acesso em data anterior à publicação desse regulamento, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Com a regra vigente, o valor integral da tarifa cobrada pela distribuidora de energia na baixa tensão é compensado pelo valor da energia gerada pela geração distribuída. Ou seja, esses usuários deixam de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento (TE, TUSD e encargos) sobre a parcela de energia consumida.

O atual sistema de compensação não remunera adequadamente as distribuidoras de energia elétrica pela utilização de sua rede, ocasionando subsídios cruzados que beneficiariam os consumidores com GD em detrimento dos demais consumidores. Esse mecanismo de compensação faz com que vários custos relacionados ao serviço de distribuição – encargos setoriais, investimentos em rede, entre outros – não sejam remunerados pelo micro e minigerador, e acabam sendo alocados para os demais usuários do sistema.

Na revisão da RN nº 687/2015, a ANEEL previu a necessidade de reavaliação do marco regulatório, focando nos aspectos econômicos do SCEE, de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva sem alocação ineficiente de custos.

Essa reavaliação consta no artigo 15 da própria RN nº 482/2012. O incentivo proporcionado pela compensação integral das componentes tarifárias foi criado para promover a tecnologia e desenvolver um mercado de geração distribuída maduro no Brasil. Entretanto, no artigo 15 da norma, também se determinou uma revisão do tema em 2019, momento previsto para que a redistribuição de custos aos demais usuários começasse a se tornar relevante.

Em 2018, a ANEEL lançou a Consulta Pública (CP) nº 10, que deu origem aos Relatórios de Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) nº 04/2018 e nº 025/2019, e concluiu os Relatórios de AIR nº 04/2018 e 03/2019, que apresentam diferentes alternativas para o sistema de compensação. A revisão regulatória proposta altera os incentivos econômicos para a geração distribuída a partir do ano de 2020 e identifica alguns pontos de melhoria na norma vigente, entre eles o pagamento pelo uso da rede pelos micro e minigeradores distribuídos. Tais propostas estão apresentadas no tópico 4 deste relatório, que trata das mudanças regulatórias e das políticas públicas em discussão.

3.2 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Por estar localizado quase totalmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares, o Brasil conta com elevados índices de incidência de radiação solar em quase todo seu território, até mesmo no inverno. Essa condição confere ao país um potencial expressivo para a geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica.

Analisando a Figura 2, observa-se que o oeste da Bahia figura entre as localidades mais favoráveis, bem como o Vale do São Francisco, Piauí, Mato Grosso do Sul, leste de Goiás e oeste do Estado de São Paulo.

FIGURA 2 – Mapa de Irradiação Solar Direta Normal Diária – Média Anual



Cabe notar que praticamente todo o território brasileiro é elegível ao aproveitamento solar, mesmo áreas com menor irradiação no mapa são de mais elevada insolação que os melhores sítios da Alemanha, país com expressiva capacidade instalada fotovoltaica.

Destaca-se ainda que, nas regiões Norte e Nordeste, as mais próximas da linha do equador, há maior possibilidade de integração da tecnologia solar fotovoltaica às edificações. Isso porque, nessas regiões, a tolerância a desvios azimutais é maior, enquanto regiões mais ao sul exigem um posicionamento mais específico dos painéis para um aproveitamento adequado da irradiação solar (Santos, 2013 *apud* EPE, 2018b).

O mercado para GD solar no Brasil encontra-se em crescimento acelerado. Esse crescimento está relacionado a diferentes fatores que contribuem para uma elevada rentabilidade dos investimentos em GD. Um dos fatores que mais contribuíram para a atratividade dos sistemas solares de GD foi a forte queda do preço real dos sistemas de geração fotovoltaica nos últimos cinco anos.

O custo desses sistemas caiu cerca de 68% em termos reais desde 2010. Os avanços tecnológicos recentes na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos (Diamandis, 2014). Além da queda do preço, o desempenho dos painéis solares vem melhorando significativamente. O fator de capacidade saiu de 14%, em 2010, para 18%, em 2019, diminuindo o custo unitário da energia gerada (Gráfico 3).

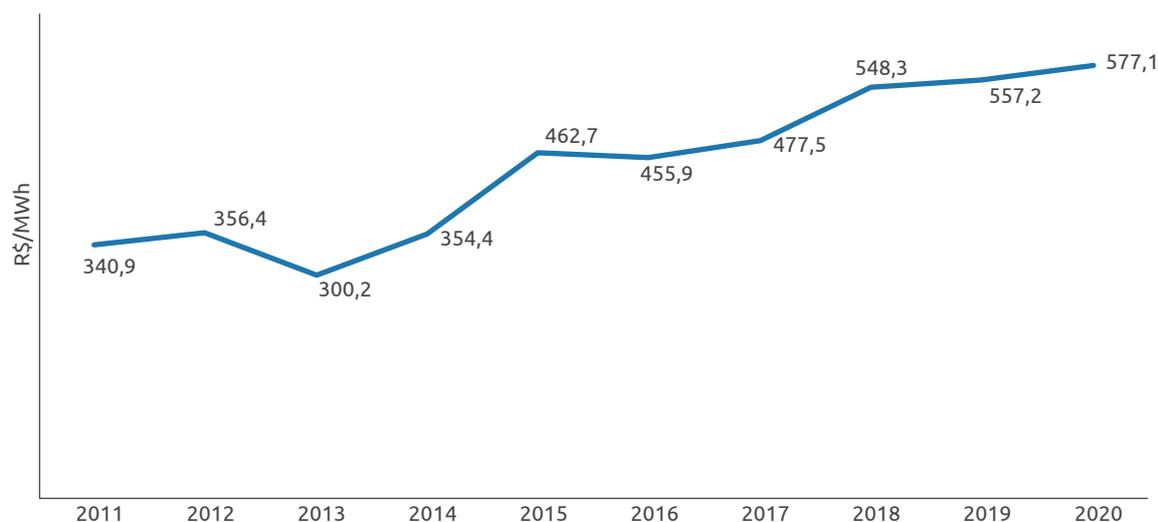
GRÁFICO 3 – Evolução do Custo e Eficiência dos Sistemas Fotovoltaicos e seus Impactos sobre o Custo de Geração



Fonte: Irena (2020).

Enquanto o custo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos caiu pela metade nos últimos anos, as tarifas elétricas no Brasil vêm aumentando significativamente. Em termos nominais, a tarifa média residencial no Brasil subiu 62,8%, passando de R\$ 354,40 por MWh, em 2014, para R\$ 577,10 por MWh, em 2020 (Gráfico 4). Em termos reais, o aumento foi de 10% no período, considerando os valores corrigidos pelo IGPM.

GRÁFICO 4 – Evolução da Tarifa Média Residencial (R\$/MWh) – 2011 a 2020

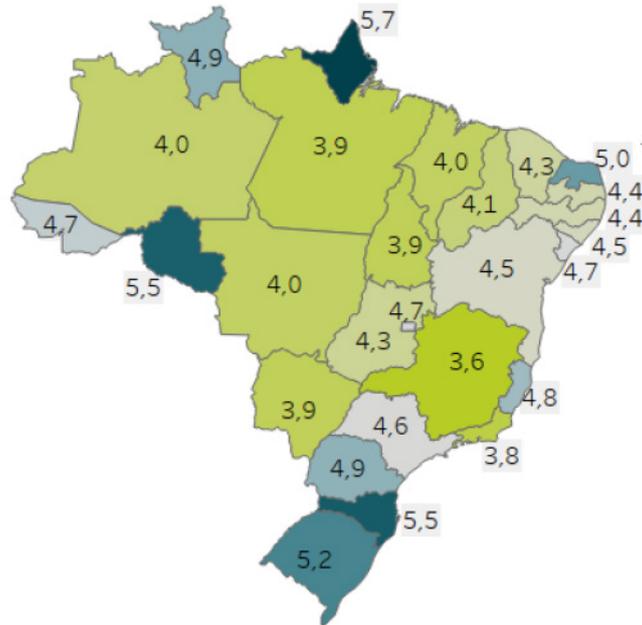


Fonte: ANEEL.

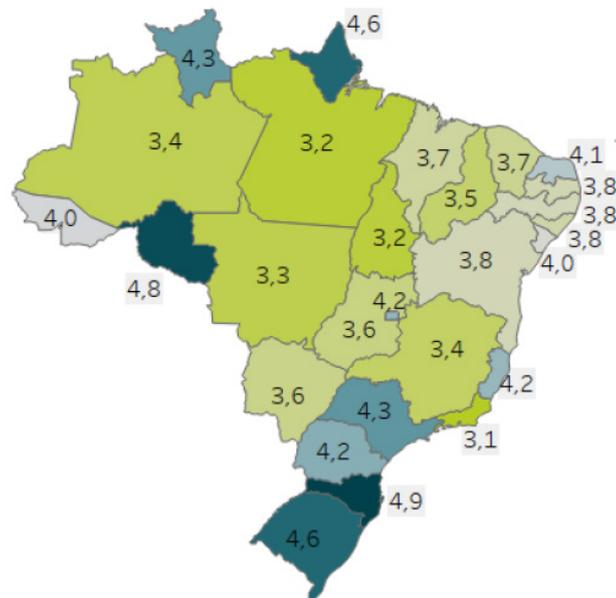
Por fim, a implementação do sistema de compensação de energia através da RN nº 482 foi fundamental para a atratividade da geração distribuída, uma vez que permite a garantia do suprimento com um baixo custo de uso da rede de distribuição, posto que estes consumidores não pagam encargos setoriais e outros componentes tarifários.

Esse conjunto de fatores torna o investimento na geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos muito atrativo no Brasil.

A Figura 3 e a Figura 4 apresentam o *payback* médio por estado dos investimentos em geração solar distribuída para os setores residencial e comercial. Este varia por estado em função dos diferentes níveis de tarifas elétricas e do nível de insolação, e atualmente situa-se entre 3 e 5 anos, dependendo do Estado. Este tempo de retorno do investimento é muito atrativo quando comparado com outros países. Na Europa, por exemplo, o *payback* típico para projetos de geração solar distribuída no setor residencial é de 5 a 11 anos (MARTINOPOULOS, 2020; MUHAMMAD-SUKKI *et al.*, 2013). Na China, o tempo médio de retorno do investimento é de 6,5 anos (YONG *et al.*, 2019).

FIGURA 3 – Estimativa de *payback* médio por estado no setor residencial

Fonte: Greener (2020).

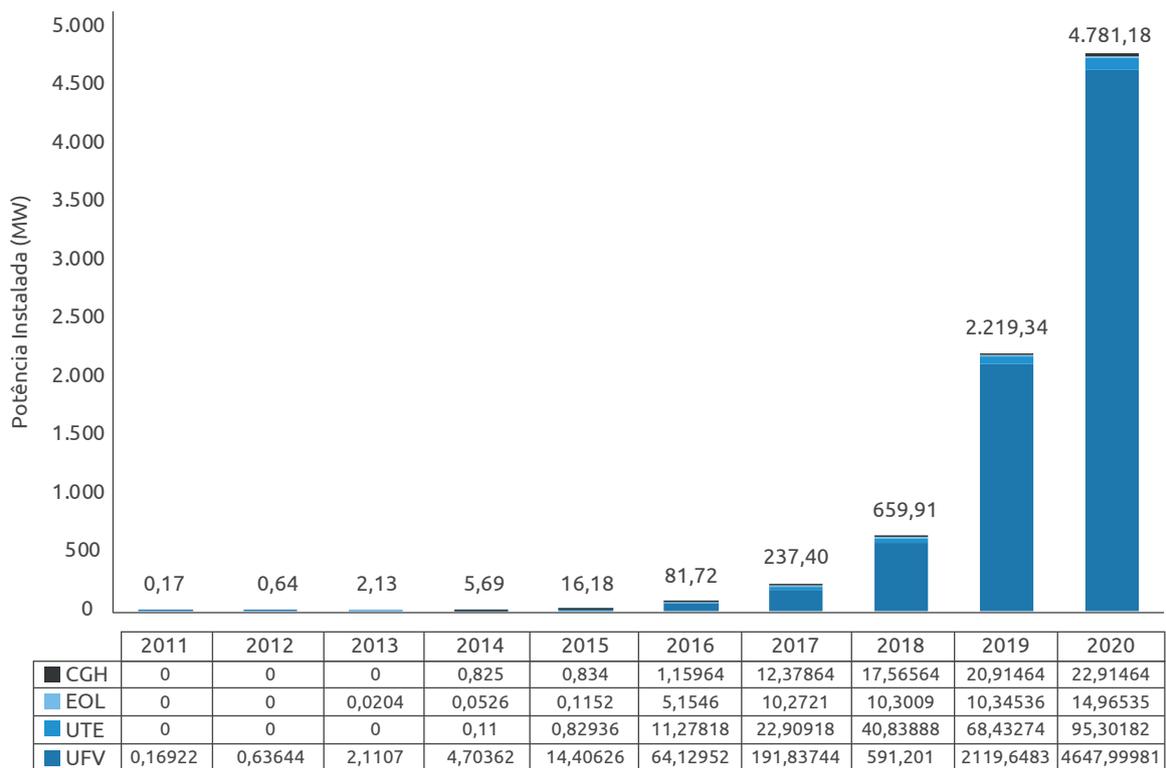
FIGURA 4 – Estimativa de *payback* médio por estado no setor comercial baixa tensão

Fonte: Greener (2020).

O Gráfico 5 mostra a evolução da geração distribuída no Brasil desde 2012. Apesar da RN nº 482 ter incentivado este tipo de geração, o mercado começa a se desenvolver significativamente a partir de 2016.

Esse desenvolvimento está claramente ligado à instalação dos sistemas fotovoltaicos, que cresceu a uma taxa anual de 205%, entre 2016 e 2020. No final de 2020, a capacidade instalada de sistemas de geração distribuída registrados pela ANEEL atingiu 4.750 MW, e um total de 386 mil instalações. Desse total, a maioria é de sistemas fotovoltaicos.

GRÁFICO 5 – Evolução da capacidade instalada acumulada em geração distribuída de até 5 MW no Brasil



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Essa dinâmica de mercado viabilizou vários modelos de negócios. Os principais modelos de negócios no Brasil são:

- investimento pelos próprios consumidores, utilizando telhados de suas casas ou edifícios comerciais;
- desenvolvimento de projetos por meio de cooperativas solares (produção em condomínio);
- desenvolvimento de projetos com investimentos por empresas de energia.⁷

O rápido desenvolvimento da geração distribuída no país tem alimentado um debate sobre os seus impactos econômicos para o setor elétrico. Em particular, tem ganhado força o

⁷ Recentemente, grandes empresas de energia passaram a atuar na geração distribuída no Brasil, tais como as gigantes europeias EDP e Enel.

questionamento sobre os subsídios indiretos à geração distribuída, em um contexto de elevada viabilidade econômica dos investimentos nessa forma de produção de energia.

Se, por um lado, questionam-se os impactos tarifários para os consumidores de energia provocados pelo rápido crescimento da geração distribuída, existem potenciais externalidades positivas da difusão dessa forma de geração que devem ser considerados no debate.

Dentre os possíveis benefícios da geração distribuída, tem-se a vantagem de reduzir ou postergar investimentos em redes de transmissão e distribuição, além de reduzir as perdas técnicas de energia nas linhas de transmissão e distribuição. A geração distribuída pode reduzir a pressão sobre o sistema e prolongar a vida útil dos equipamentos e gerar economia para todos. Desse modo, a geração diretamente nos centros de carga pode contribuir para aumentar a segurança de suprimento do sistema elétrico. A Seção 3.2 apresenta com mais detalhes a discussão dos potenciais benefícios da geração distribuída.

Com relação aos subsídios, é importante ressaltar que, quando um novo consumidor migra para a GD, aumenta o volume de subsídios e reduz o número de consumidores que arcam com estes subsídios. Assim, o impacto tarifário com a difusão da geração distribuída tende a crescer em um ritmo maior que a própria difusão da geração distribuída. Por essa razão, teme-se que, em um cenário de rápido crescimento da geração distribuída, e por consequência um rápido crescimento dos subsídios, possa se desencadear a espiral da morte para o setor de distribuição. Ou seja, aumento rápido das tarifas, que, por sua vez, acelera a difusão da geração distribuída e, por consequência, a sub-remuneração das redes.

Visando orientar o debate sobre revisão dos incentivos à geração distribuída, em dezembro de 2020, o CNPE publicou a Resolução nº 15, propondo algumas diretrizes para a construção de políticas públicas voltadas à micro e minigeração distribuída no país.

São elas:

- o acesso não discriminatório às redes de distribuição;
- a segurança jurídica e regulatória;
- a alocação justa dos custos de uso da rede e encargos, considerando os benefícios da GD;
- a transparência e a unidade com agenda e prazos para revisão das regras; e
- a gradualidade na transição, com passos intermediários para o aprimoramento das regras.

3.3 INCENTIVOS FISCAIS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A criação da política de incentivos para a GD por meio do sistema de compensação introduzido pela RN nº 482/2012 da ANEEL foi acompanhada da introdução de incentivos fiscais, introduzidos pelo Convênio nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária, e pela Lei nº 13.169/2015. O artigo 8º da Lei nº 13.169/2015 reduziu a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora ou por outra unidade consumidora do mesmo titular, incluindo os créditos obtidos com a energia injetada em meses anteriores, de acordo com regulamentação da ANEEL (Brasil, 2015).

Já o Convênio nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), autoriza os estados a darem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica injetada pelo consumidor na rede de distribuição, nos termos do SCEE. Este convênio já passou por diversas atualizações, conforme os estados foram aderindo. Segundo o texto vigente desse convênio, seu benefício não se aplica mais aos estados do Paraná e Santa Catarina, que optaram por só gozar do benefício por 48 meses, tempo que se encerrou em julho de 2020.

Além disso, o benefício está restrito à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração, aqui definidas segundo a RN nº 482/2012. Apesar de esta já ter sido alterada pela RN nº 687/2015, o Convênio nº 16/2015 ainda não foi alterado nesse aspecto. Portanto, em relação à isenção do ICMS autorizada por esse convênio, microgeração limita-se à potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração, à potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 1 MW.

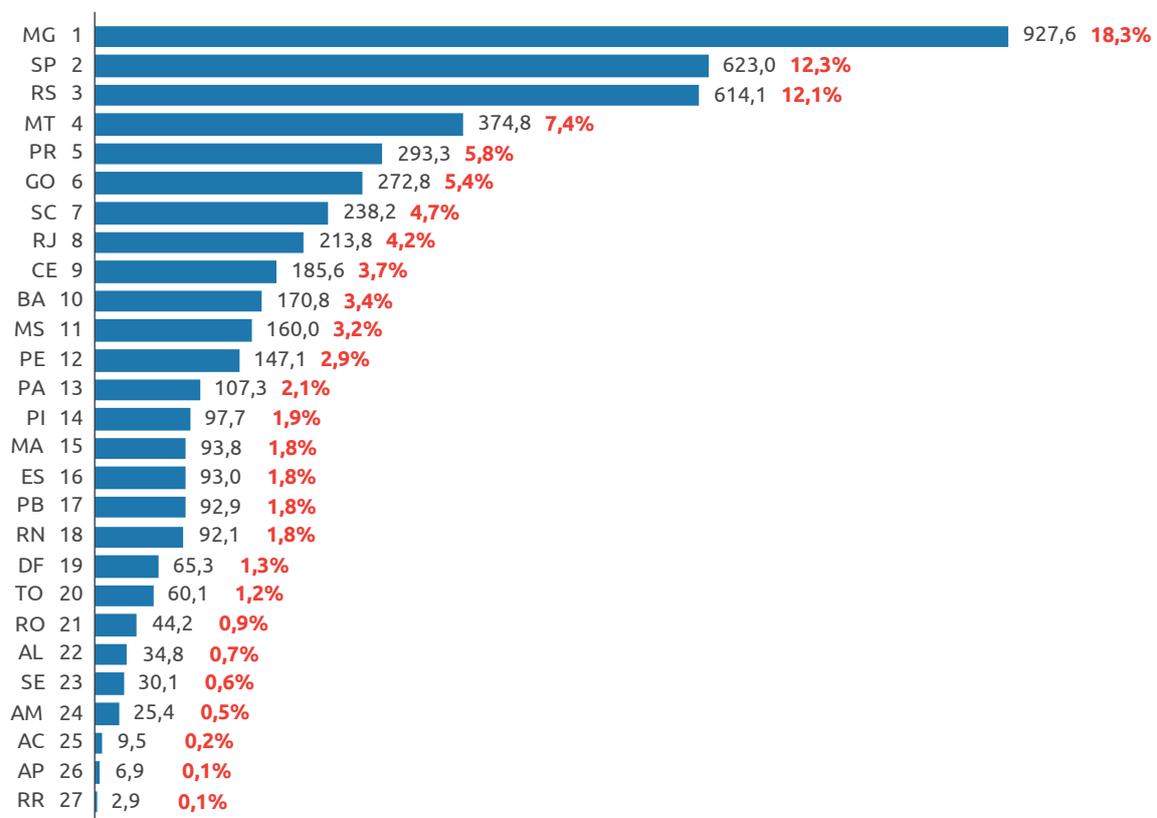
Vale ressaltar que essa isenção não se aplica a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora, apenas à energia elétrica injetada na rede pelo consumidor (CONFAZ, 2015). No Gráfico 5, observa-se que a potência instalada em 2016 mais que quintuplicou em relação a 2015, efeito desse movimento pró-geração distribuída de 2015.

Dadas as condições favoráveis de irradiação solar, poderia se esperar que a instalação de usinas fotovoltaicas distribuídas acontecesse inicialmente nas regiões de maior insolação, onde poderiam ser obtidos fatores de capacidade mais elevados. Analisando os dados da ANEEL de unidades consumidoras com geração distribuída fotovoltaica, é possível constatar que a inserção dessa fonte no país não se deu de maneira uniforme para todas as regiões. De fato, a maior parte das instalações se encontra nas regiões Sudeste e Sul, que, juntas, totalizam quase 60% da potência instalada em geração distribuída fotovoltaica.

Apesar de as condições de irradiação solar não serem as mais favoráveis, comparativamente às outras regiões, essas regiões são as de maior renda e densidade populacional. Destaca-se que as tarifas de energia elétrica nessas regiões estão entre as maiores. O Estado do Rio de Janeiro, por exemplo, ocupa a primeira posição no *ranking* nacional de tarifas residenciais de energia elétrica mais caras. Há algumas regiões em que a aplicação dos impostos estaduais segue critérios diferentes, tanto para isenção do ICMS sobre a energia injetada na rede de distribuição quanto para aquisição de equipamentos fotovoltaicos. As duas regiões em questão estão entre as que mais concedem incentivos tributários.

A efetividade dos incentivos fiscais pode ser comparada no Gráfico 6, em que Minas Gerais, estado com os maiores incentivos fiscais à geração distribuída, é também o estado com a maior potência instalada (928 MW), seguido do Estado de São Paulo (623 MW) e Rio Grande do Sul (614 MW). Os três estados juntos respondem por 43% da potência instalada nacional.

GRÁFICO 6 – Potência Instalada (MW) de Geração Distribuída e participação estadual em 2021
– *Ranking* Estadual



Fonte: elaboração própria a partir da base de dados da ANEEL.

Nota: a participação da potência instalada de cada estado está apresentada em vermelho.

Minas Gerais (MG), além da isenção de ICMS incidente sobre a energia elétrica injetada na rede de distribuição, somada aos créditos de energia acumulados da própria unidade consumidora ou de outra de mesma titularidade, também concedeu isenção de ICMS ao fornecimento de equipamentos, peças, partes e componentes utilizados para microgeração e minigeração de energia solar fotovoltaica, por meio da Lei Estadual nº 22.549, de 30 de junho de 2017, que acrescentou o artigo 8º-C à Lei nº 6.763.

Em 6 de janeiro de 2021, com a Lei Estadual nº 23.762, foi acrescentado o artigo 8º-E à Lei nº 6.763, aumentando a isenção relativa à energia elétrica injetada, ampliando para GD de cogeração qualificada ou de uso de fontes renováveis. Além disso, essa nova lei já utiliza os limites de potência instalada da RN nº 687/2015 para as definições de micro e minigeração.

Duas isenções relacionadas à geração distribuída estão a cargo da discricionariedade do Poder Executivo de Minas Gerais:

- a ampliação da isenção relativa à energia elétrica injetada para microgeração e minigeração distribuída por meio de cogeração qualificada ou de uso de fontes renováveis;
- a extensão da isenção sobre equipamentos, peças, partes e componentes à microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica por meio de cogeração qualificada ou de uso de fontes renováveis de energia.

No segundo semestre de 2020, o governo federal zerou, até final de 2021, as alíquotas do imposto de importação para determinados equipamentos de geração de energia solar. Além dessas políticas de incentivo, o número crescente de linhas de financiamento para a instalação de unidades de minigeração e microgeração distribuída, como o programa de financiamento FNE Sol, do Banco Nordeste, por exemplo, também têm sido importante para o crescimento da geração distribuída.

Dessa forma, fica claro que os incentivos fiscais apresentados tiveram um efeito muito importante sobre a dinâmica de difusão da geração distribuída no país. As políticas fiscais representam uma alternativa importante para manter a atratividade da geração distribuída, ao mesmo tempo que se reduz as distorções tarifárias relacionadas com os subsídios cruzados na tarifa elétrica entre os consumidores de geração distribuída e o restante dos consumidores.

3.4 BENEFÍCIOS POTENCIAIS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A quantificação dos benefícios da geração distribuída na forma de redução dos custos de geração e transmissão e redução de perdas ainda representa um tema de muita controvérsia na literatura.

Um dos debates importantes é o impacto potencial da GD nas perdas na distribuição e outros custos associados às redes de distribuição, como suporte de tensão. Segundo Borenstein e Bushnell (2019), a redução das perdas relacionadas à difusão de GD depende de sua localização e do momento de produção. Localizações otimizadas e geração coincidente com o pico de demanda reduzem os gargalos na rede distribuição (restrições elétricas). A coleta de dados em nível de distribuição com resolução temporal e locacional mais alta pode ajudar a estimar melhor esses benefícios.

Davis (2018), Cohen, Kauzmann e Callaway (2016) e Cohen e Callaway (2016) examinaram os efeitos da GD solar no Sistema de Distribuição da Califórnia e concluíram que a difusão da GD contribuiu para redução dos custos do sistema de distribuição, mas a magnitude do benefício é pouco significativa e insuficiente para se contrapor ao ganho de escala da geração centralizada.

Cabe reconhecer, assim, que a implantação da geração distribuída nos locais adequados e operados nos momentos certos tem o potencial de prover flexibilidade ao sistema e de contribuir com a redução de perdas e com o melhor uso da capacidade disponível das redes. Assim, é importante avaliar os reais benefícios da geração distribuída frente à geração centralizada. A partir dos resultados a serem obtidos, poderão ser elaboradas políticas mais eficientes de estímulo ao investimento em renováveis, de modo a refletir o ótimo sistêmico.

A análise de custo-benefício apresentada pela ANEEL no estudo de AIR-003 considerou impactos positivos e negativos sob demais consumidores e distribuidoras, conforme o Quadro 1.

QUADRO 1 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores e da distribuidora

Benefícios	Energia evitada
	Redução de perdas na distribuição
	Redução de perdas na transmissão
	Redução da capacidade máxima do sistema (G e T)
Custos	Não arcados pelos consumidores de GD e repassados para demais consumidores
	Perda de receita para as distribuidoras

Fonte: elaboração própria.

A ANEEL chama a atenção, no Relatório de AIR nº 003/2019, que não se tem observado postergação de investimento na rede de distribuição com a difusão da geração distribuída. A característica intermitente deste tipo de geração não tem permitido alteração do planejamento da distribuidora para dimensionamento da sua rede. As alterações têm mais o intuito de comportar fluxos bidirecionais de energia, uma vez que o sistema deve estar preparado para receber energia injetada na rede pelos geradores. Assim, o benefício de postergação de investimentos em infraestrutura pode, em certas situações, transformar-se em necessidade de investimentos para atender ao fluxo bidirecional da energia.

Ressalta-se, ainda, que potenciais benefícios da geração distribuída em outras áreas e setores da economia, que extrapolam os limites do setor elétrico, como redução da poluição do ar e de uso do solo, geração de emprego e renda, pulverização de investimentos, entre outros, não fazem parte das análises aqui apresentadas.

Nesse sentido, cabe destacar que o principal argumento para justificar os incentivos para a GD globalmente é o benefício ambiental. Os módulos fotovoltaicos de energia solar distribuída podem substituir outras fontes de energia que emitam gases de efeitos estufa (GEE). A menor necessidade de despacho de plantas tradicionais, como usinas de geração termelétrica, melhora a qualidade do ar, ainda mais em países que a predominância da geração de energia é oriunda de combustíveis fósseis. Isso ocorre pela diminuição de gases poluentes, como dióxido de carbono (CO_2), óxidos nitrosos (NO_x), óxidos sulfúricos (SO_2) e materiais particulados.

No entanto, esses benefícios não são inerentes à geração distribuída, uma vez que a geração centralizada solar acarreta os mesmos resultados. Alguns estudos comparam a geração distribuída com a geração centralizada solar para avaliar as políticas de incentivo mais adequadas para mitigar emissões de CO_2 na geração de eletricidade. Nos EUA, o levantamento feito pela Lazard aponta que a geração centralizada fotovoltaica, em 2019, custou, em média, US\$ 37 por MWh sem subsídios, enquanto geração distribuída fotovoltaica residencial custou US\$ 196,5 por MWh (5,3 vezes superior à geração centralizada). Borenstein (2020) aponta que os ganhos de redução de perdas propiciados pela GD solar não são suficientes para compensar o diferencial de custos em relação à geração centralizada solar.

Levantamento da IEA para 24 países (IEA, 2020) indica que geração centralizada fotovoltaica custou em média US\$ 56 por MWh, em 2020, enquanto a geração distribuída fotovoltaica residencial custou US\$ 126 por MWh (2,3 vezes superior à geração centralizada).

No Brasil, o custo nivelado⁸ de sistemas distribuídos fotovoltaicos, utilizando dados levantados pela Greener, com base em uma taxa de desconto de 7% a.a., fator de capacidade de 20% e depreciação em 30 anos, chega-se a um resultado de R\$ 292/MWh. Essa estimativa é 3,4 vezes superior ao valor da geração centralizada fotovoltaica obtido no leilão A-6 mais recente, R\$ 84,40/MWh. Ou seja, é importante considerar, no debate sobre os benefícios da GD, a alternativa de geração fotovoltaica centralizada.

8 O custo nivelado de eletricidade (LCOE – *Levelised Cost of Electricity*) representa uma métrica simples para comparar distintas tecnologias de geração.



4 MUDANÇAS REGULATÓRIAS E POLÍTICAS PÚBLICAS EM DISCUSSÃO

4.1 REVISÃO DA RN ANEEL Nº 482/2012 E ADOÇÃO DA TARIFA BINÔMIA PARA CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO

A potência instalada de geração distribuída no Brasil, notadamente fotovoltaica, vem crescendo mais rápido que o número de sistemas conectados e em patamares superiores aos projetados pela ANEEL.⁹ O marco de potência instalada acumulada de 500 MW, esperado para o final de 2019, foi atingido de forma antecipada no segundo semestre de 2018. Considerando essa rápida evolução, ainda em 2018, a ANEEL optou por reavaliar o SCEE, o que estava previsto para ocorrer em 2019, desde a publicação da RN nº 687, em 2015.

Atualmente, a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída pode ser integralmente aproveitada para consumo futuro, junto a concessionária de distribuição, sem o pagamento de qualquer custo pelo fornecimento. Isso faz com que custos relacionados aos serviços de distribuição (tais como encargos setoriais e investimentos em rede), que são partes significativas da tarifa final, não sejam devidamente remunerados pelos consumidores de micro ou minigeração distribuída, transferindo custos aos demais usuários da rede.

⁹ Entre março/2016 e março/2021, a taxa média anual de crescimento da potência instalada das unidades consumidoras com geração distribuída foi 197%, enquanto a quantidade de conexões cresceu em média 177% a.a. no mesmo período.



Por outro lado, agentes do setor de geração distribuída alertam para potenciais benefícios não diretamente valorados, como:

- diminuição de perdas elétricas decorrentes da proximidade entre geração e consumo;
- redução do custo sistêmico de atendimento à demanda, caso usinas mais caras não precisem ser acionadas; e
- substituição ou postergação de investimentos convencionais em infraestrutura.

Dessa forma, a geração distribuída beneficiaria os demais consumidores do setor elétrico. Esses agentes sustentam que a manutenção das regras atuais é fundamental para a consolidação da geração distribuída ainda incipiente no Brasil, que ainda representa menos de 1% do universo de unidades consumidoras do mercado regulado.

Diante do exposto, a ANEEL realizou as Consultas Públicas nº 010/2018 e nº 025/2019 e concluiu os Relatórios de AIR nº 004/2018 e nº 003/2019, que apresentam diferentes alternativas para o sistema de compensação.

Antes de apresentarmos os resultados das referidas consultas públicas, convém definir TUSD, TE e seus respectivos componentes tarifários. A TUSD é formada pelos componentes Transporte, Perdas e Encargos, conforme a seguir:

- I) TUSD Transporte – compreende TUSD Fio A e TUSD Fio B, sendo:
 - a. TUSD Fio A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:
 - i. uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
 - ii. uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
 - iii. uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
 - iv. conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
 - b. TUSD Fio B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:
 - i. custo anual dos ativos (CAA); e
 - ii. custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
- II) TUSD Perdas – recupera custos regulatórios com:
 - a. perdas técnicas do sistema da distribuidora;
 - b. perdas não técnicas;
 - c. perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
 - d. receitas irrecuperáveis.

III) TUSD Encargos – recupera custos de:

- a. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D e EE;
- b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- c. Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- e. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e
- f. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID – CDE COVID.

FIGURA 5 – Funções de custos e componentes tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2021).

Por sua vez, a TE é formada pelos componentes tarifários: Energia, Transporte, Perdas e Encargos.

- a. TE Energia – recupera custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo:
 - i. compra nos leilões do ACR;
 - ii. quota de Itaipu;
 - iii. geração própria;
 - iv. aquisição do atual agente supridor; e
 - v. compra de geração distribuída.
- b. TE Transporte – recupera custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

- c. TE Perdas – recupera custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
- d. TE Encargos – recupera custos de:
 - i. Encargos de Serviços de Sistema e Encargo de Energia de Reserva – ESS e EER;
 - ii. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D e EE;
 - iii. Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e
 - iv. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID – CDE COVID

FIGURA 6 – Funções de custos e componentes tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2021).

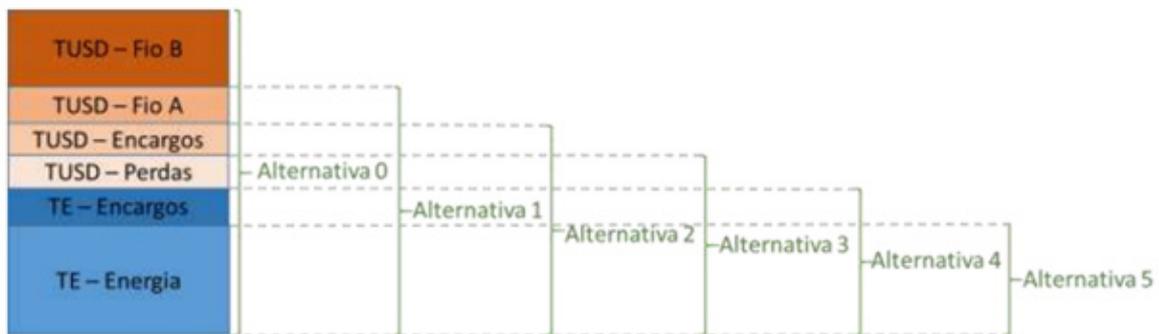
As alternativas propostas pela ANEEL se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia, conforme descrito a seguir.

- Alternativa 0: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE – corresponde ao modelo vigente.
- Alternativa 1: o consumidor com micro ou minigeração distribuída pagaria pelo valor correspondente ao transporte na distribuição da energia que foi consumida (Fio B). Isso equivale a cerca de 30% sobre o valor do kWh utilizado, considerando-se a tarifa média do Brasil.
- Alternativa 2: o consumidor passaria a pagar por todo o transporte na distribuição e na transmissão (Fio B e Fio A) pelo valor que foi consumido. Isso equivale em média a 36% sobre o valor do kWh utilizado.

- Alternativa 3: considera no pagamento a parcela do transporte e dos encargos (Fio B, Fio A e Encargos da TUSD), o que corresponde, na média, a um total de 43% sobre o valor do kWh utilizado.
- Alternativa 4: além dos custos elencados nas demais alternativas o consumidor com micro ou minigeração distribuída também passaria a pagar pelas perdas que acontecem no transporte da energia (toda a TUSD). Isso representa cerca de 53% sobre o valor do kWh utilizado.
- Alternativa 5: o micro ou minigerador paga por todas as componentes tarifárias com exceção da parcela correspondente à compra de energia, que é paga apenas pelo valor líquido da energia que é consumida ao final do mês. Essa proposta equivale ao pagamento de aproximadamente 60% sobre o valor do kWh utilizado.

A Figura 7, a seguir, ilustra as componentes que permaneceriam incidindo apenas sobre o consumo líquido, de acordo com as diferentes alternativas propostas.

FIGURA 7 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa



Fonte: ANEEL (2019).

A conclusão a que se chegou no Relatório de AIR nº 004/2018 é que para a micro e a minigeração local, aquela em que a compensação integral dos créditos se dá no mesmo endereço onde a energia é gerada, seria possível manter a Alternativa 0 até que fosse atingida a marca de 3,365 GW de potência instalada, para, em seguida, adotar a Alternativa 1. Estimou-se que, em 2035, a potência instalada de micro e minigeração local atingisse 17 GW.

Quanto à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, aquela em que a compensação de energia se dá em local distinto do endereço onde a energia é gerada, propôs-se alterar o sistema de compensação para a Alternativa 1 quando fosse atingida a marca de 1,25 GW de potência instalada em todo o país. Em um segundo momento, quando fosse atingida a marca de 2,13 GW, recomendou-se a Alternativa 3. Estimou-se, para 2035, potência instalada de mais de 4,5 GW somente em sistemas de compensação remota.

Não obstante, a ANEEL diagnosticou elevada incerteza nos dados de entrada e nas premissas da AIR nº 004/2018, tais como valor da energia e custo de capital nos próximos 15 anos, por exemplo.

Dessa forma, na AIR nº 003/2019, passou-se à análise estocástica de custo-benefício, de impacto tarifário e de viabilidade da geração distribuída, no lugar de análise determinística de custo-benefício.

Para o caso da micro e da minigeração local, a manutenção das regras atuais pode levar a custos da ordem de R\$ 23 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, para demais usuários da rede. Contudo, os cálculos apontam que a aplicação da Alternativa 2, quando iniciada a vigência do novo regulamento, seguida da Alternativa 5, quando atingida a potência instalada de 5,9 GW (que deverá ser proporcionalizada por distribuidora conforme mercado de consumo), resultaria em 11,7 GW instalados até 2035. Isso implica uma redistribuição de custos aos demais agentes da ordem de R\$ 1 bilhão (sendo que 90% a 95% desse valor deverá ser arcado pelos demais usuários da rede, e o percentual restante se traduzirá em queda de receita das distribuidoras), mas com 95% de probabilidade de VPL positivo e próximo de zero para o setor elétrico. O valor mediano do *payback* descontado da geração distribuída que se instala quando a Alternativa 5 passa a vigorar é de 6,5 anos.

No caso da geração distribuída remota, a manutenção das regras atualmente vigentes pode levar a custos de mais de R\$ 32 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, para demais usuários da rede. A postergação da aplicação da Alternativa 5 não se mostrou viável nos cenários simulados, indicando a necessidade de sua aplicação quando iniciada a vigência do novo regulamento.

A regra proposta pela ANEEL para contratação do uso de sistemas de minigeração distribuída estabelece, para os casos de sistemas remotos sem carga, aplicação da TUSDg, no lugar da TUSDc,¹⁰ sobre o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado para fins de geração.

A aplicação da TUSDg é considerada no cálculo da participação financeira do consumidor nas obras de acesso à rede, havendo alteração na atual forma de rateio dos custos. Em algumas situações, o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora cobrirá todos os custos de acesso, e em outros casos haverá parcela dos custos a ser arcada pelo consumidor, o que dependerá do local, da obra necessária, da tarifa de uso aplicável e do montante a ser contratado (ANEEL, 2019).

¹⁰ TUSDg corresponde entre 30% e 70% da TUSDc.

A iniciativa da ANEEL para revisar o SCEE recebeu resistência, sobretudo do setor de geração distribuída, e o debate seguiu, então, para o Congresso Nacional, na forma do Projeto de Lei nº 5.829/2019, o qual será detalhado adiante.

A implementação da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão (Grupo B) é outro tema relevante em discussão na ANEEL para o mercado de geração distribuída. A aplicação da tarifa binômica neste grupo tem como objetivo cobrar dos consumidores as componentes TUSD Fio B e TUSD Fio A, de forma não volumétrica e, portanto, não passíveis de compensação.

No atual modelo tarifário monômio e volumétrico, verifica-se incidência do custo de disponibilidade elétrica – valor em reais equivalente a 30 kWh (circuito monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) –, que, na verdade, institui uma franquia mínima de consumo e sua aplicação não guarda relação com a regulação econômica e as metodologias de cálculo tarifário (ANEEL, 2018a). Com a tarifa binômica, deixa de existir a franquia mínima de consumo e a conta passa a ser dividida em duas partes: um custo fixo mensal e uma tarifa multiplicada pelo consumo medido.

Em 2018, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 002 para ampliar o debate sobre esse tema. Havia expectativa de que a regulamentação da tarifa binômica ocorresse no mesmo período da revisão da RN 482/2012. Não obstante, como já mencionado, a frente regulatória sofreu um recuo após muitas discussões na ANEEL.

4.2 ACÓRDÃO TCU Nº 3.063/2020 E RESOLUÇÃO CNPE Nº 15/2020

O TCU realizou auditoria no sistema de compensação de energia elétrica instituído pela RN ANEEL nº 482/2012, motivado por uma representação do Ministério Público que relatou “possível violação pela ANEEL aos princípios da segurança jurídica, da confiança legítima e da boa-fé, no âmbito da CP nº 25/2019”.

Os magistrados trataram a diferenciação tarifária como subsídio cruzado, dado que, na visão destes, repassa custos e encargos do setor de forma desigual aos consumidores e onera a conta de luz de quem não aderiu ao sistema.

Nos termos do Acórdão nº 3.063/2020, de 18/11/2020, utilizando-se dados da AIR ANEEL nº 003/2019, o valor subsidiado atingiu R\$ 205 milhões, em 2018, R\$ 315 milhões, em 2019, e poderá chegar a R\$ 55 bilhões acumulados entre 2020 e 2035. Dessa forma, o TCU determinou à ANEEL que, em até 90 dias (até 31/03/2021), apresente plano de ação para retirar a diferenciação tarifária gerada pelo SCEE entre os consumidores de energia, observando período de transição.

Já em dezembro de 2020, o CNPE, órgão de assessoramento do presidente da República, publicou a Resolução nº 15, que estabelece diretrizes para o desenvolvimento de políticas públicas voltadas à micro e minigeração distribuída. A decisão atendeu à determinação do TCU no Acórdão nº 3.063/2020, que cobrou ainda do MME modelo de nova política pública, em substituição ao SCEE atualmente previsto na RN ANEEL nº 482/2012, a ser submetido para avaliação do Congresso Nacional.

A Resolução CNPE nº 15/2020 estabelece as seguintes diretrizes para formulação e execução de políticas públicas para micro e minigeração distribuída:

- acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de geração distribuída;
- segurança jurídica e regulatória, com prazos para manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem geração distribuída;
- alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do setor elétrico, considerando benefícios da micro e minigeração distribuída;
- transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para geração distribuída; e
- gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para aprimoramento das regras para micro e minigeração distribuída.

Para a ANEEL, era desejável a formulação da política pública antes de sua decisão ao TCU. Mas, na ausência de um marco legal, a ANEEL, por meio da NT nº 0030, de 30/03/2021, atendeu à determinação do TCU no Acórdão nº 3.063/2020 e apontou a adoção da alternativa 5 para o SCEE.

4.3 PROJETO DE LEI Nº 5.829/2019

Inicialmente apresentado pelo deputado Silas Câmara, em 05/11/2019, o PL nº 5.829/2019 busca estabelecer o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil. A matéria foi encaminhada pelo então presidente da Câmara dos Deputados à Comissão de Minas e Energia (CME), à Comissão de Finanças e Tributação (CFT) e à Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania (CCJC).

O deputado Lafayette de Andrada foi designado relator e, em 08/03/2021, apresentou texto substitutivo construído conjuntamente com a ANEEL, o MME e associações do setor de geração distribuída (fotovoltaica, eólica, PCHs, biomassa e biogás). Tal texto encontra-se na fila para ser votado na Câmara dos Deputados em regime de urgência. Caso aprovado, irá se sobrepor às resoluções da ANEEL segundo o ordenamento jurídico brasileiro.

A proposta busca remunerar integralmente a TUSD Fio B das distribuidoras, alterando as regras atuais. Os sistemas de geração junto a carga, geração compartilhada, múltiplas unidades de consumo, autoconsumo até 500 kW de potência instalada e fontes despacháveis de qualquer modalidade terão cronograma de pagamento do Fio B, da seguinte forma:

- durante 1º e 2º ano após data de início de cobrança, 10% pago pela unidade consumidora e 90% por meio da CDE;
- durante 3º e 4º ano após data de início de cobrança, 30% pago pela unidade consumidora e 70% por meio da CDE;
- durante 5º e 6º ano após data de início de cobrança, 50% pago pela unidade consumidora e 50% por meio da CDE;
- durante 7º e 8º ano após data de início de cobrança, 70% pago pela unidade consumidora e 30% por meio da CDE;
- durante 9º e 10º ano após data de início de cobrança, 90% pago pela unidade consumidora e 10% por meio da CDE;
- a partir do 10º ano após data de início de cobrança, 100% pago pela unidade consumidora.

Já as unidades consumidoras participantes do SCEE por meio de autoconsumo remoto acima de 500 kW de potência instalada não despachável ou por meio de geração compartilhada em que um único titular, com exceção do próprio titular do empreendimento, detenha mais de 25% da participação do excedente de energia elétrica, passarão a pagar a totalidade da componente TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, como também encargos tarifários TFSEE, P&D/EE e ONS após 12 meses da publicação da lei.

A proposta abre possibilidade para o consumidor participante do SCEE solicitar realocação de crédito de energia para outra unidade consumidora de mesmo titular, desde que dentro da mesma área de concessão ou permissão.

Para as concessionárias de distribuição, os montantes de energia elétrica excedentes em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída poderão ser deduzidos dos contratos de compra de energia, isto é, poderão ser reconhecidos como exposição contratual involuntária.

O projeto estabelece, ainda, que o consumidor participante do SCEE ou que venha a efetuar protocolo de solicitação de acesso até 12 meses após publicação da lei terá direito garantido em relação à não compensação da TUSD Fio B até 25 anos da publicação da lei, de forma a se alinhar com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética.

De acordo com estudo encomendado por consumidores de energia elétrica e distribuidoras às consultorias PSR e Siglasul, caso o PL nº 5.829/2019 seja aprovado, poderão ser gerados custos adicionais de R\$ 134 bilhões, a serem rateados entre consumidores de energia elétrica nos próximos 30 anos.



5 CENÁRIOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS



Os cálculos do impacto tarifário e do VPL para o setor elétrico apresentados no Relatório de AIR nº 003/2019 encontram-se desatualizados em função da dinâmica acelerada do setor e eventos importantes não previstos inicialmente, como a pandemia de Covid-19. Optou-se, aqui, por atualizar as variáveis do modelo da ANEEL e refazer a análise de cenários, conforme será visto a seguir.

Assim, foram adotados dois cenários para a projeção de potência instalada de geração distribuída: superior e inferior. No cenário superior, considera-se a manutenção das regras vigentes para geração distribuída durante todo o período de simulação, entre 2022 e 2030. Ou seja, compensação integral das componentes tarifárias. Já no cenário inferior, adota-se a premissa de que novos geradores podem compensar apenas a parcela TE Energia quando iniciada a vigência do novo regulamento (em 2022), o que corresponde à Alternativa 5 proposta pela ANEEL, sem aplicação de alternativa intermediária.

A partir de um conjunto de premissas do mercado potencial (quantidade de consumidores aptos, técnica e financeiramente, a realizarem o investimento em geração distribuída) e da taxa de adoção (forma e velocidade que a adoção acontecerá), foi possível identificar a proporção de potência instalada e de adotantes na geração distribuída própria e na remota, particularmente solar fotovoltaica,¹¹ no modelo da ANEEL na AIR nº 003/2019.

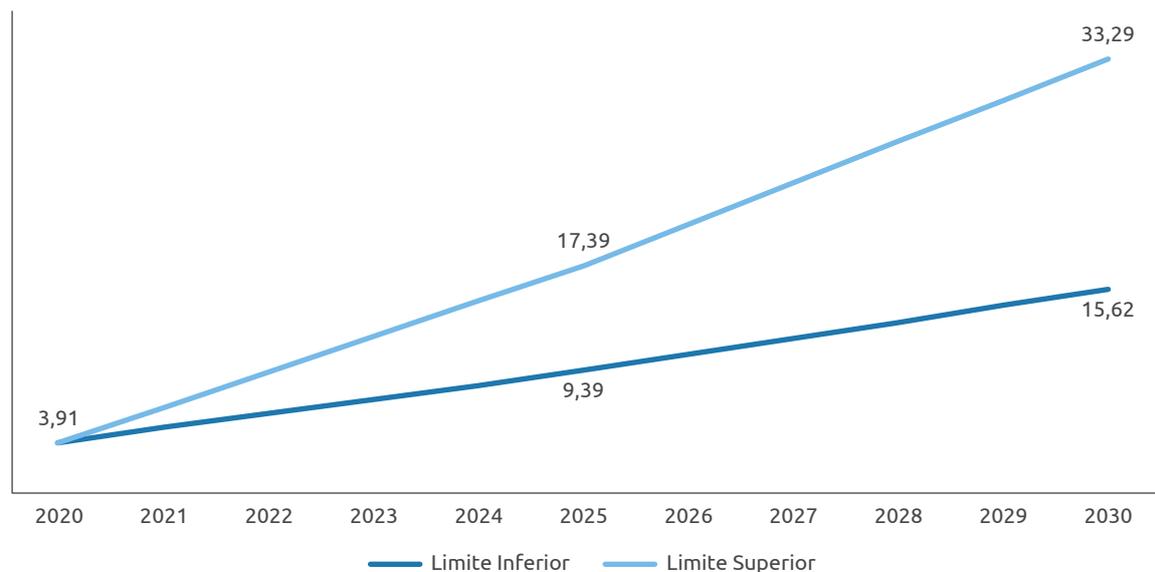
¹¹ Além de ser a fonte com maior participação no mercado (com mais de 97% da potência instalada) também é a que apresenta melhores informações disponíveis para realizar simulações.

Para os anos 2020, 2025 e 2030, foram utilizados os valores de potência instalada informados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Para tanto, foi aplicado o Modelo de Bass (1969), que tem sido o modelo de difusão mais citado e referenciado no estudo da adoção e difusão de novos produtos, sendo adotado pela EPE e pela ANEEL. Trata-se da representação matemática do processo social teorizado por Rogers (1962), que classifica os consumidores de acordo com a percepção de risco destes com relação à adoção da nova tecnologia.

O processo de difusão da tecnologia é puxado pelos inovadores e adotantes iniciais. Os adotantes iniciais são geralmente também líderes de opinião capazes de catalisar as taxas de adoção de forma significativa, incentivando a maioria inicial a optar pela tecnologia. A partir de então, gradualmente, entram em cena a maioria tardia e, por fim, os retardatários. Logo, o resultado do modelo é uma curva S de adoção (vendas crescem até um pico e então se estabilizam em alguma magnitude abaixo do pico).

O Gráfico 7 reúne as trajetórias esperadas para a potência instalada de geração distribuída nos dois cenários descritos anteriormente. Observa-se que, no cenário de maior penetração da geração distribuída, mantidas as regras atuais (cenário superior), as projeções indicam cerca de 33,3 GW de potência instalada acumulada em micro e minigeração distribuída em 2030. Já o cenário inferior, indica potência instalada acumulada de aproximadamente 15,6 GW em 2030.

GRÁFICO 7 – Projeção da potência instalada de micro e minigeração distribuída (GW)



Fonte: elaboração própria a partir da ANEEL e EPE.

A EPE vem realizando projeções do mercado de geração distribuída no Brasil desde 2015, por meio do seu Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD), que é baseado no Modelo de Bass. Os resultados das projeções realizadas aqui para micro e minigeração distribuída estão alinhados com as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, desenvolvidas pela EPE para os anos 2020, 2025 e 2030.

5.1 SUBSÍDIOS CONCEDIDOS AOS CONSUMIDORES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR MEIO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma vez estimada a potência instalada e a quantidade de adotantes de GD em cada ano, foi possível estimar os impactos sob o ponto de vista tarifário (para os demais usuários da rede e para as distribuidoras) e os custos e benefícios para o setor elétrico.

A análise de impacto foi feita com base em duas tarifas médias. A primeira estima o valor médio de repasse de custos não arcados pelos consumidores com geração distribuída para os demais consumidores, para cada MWh produzido pela GD; e a segunda mensura a perda de receita para a distribuidora, por MWh produzido pela GD.

Ambas as tarifas foram definidas com base nos processos tarifários de 2020, resultando nos valores médios para o Brasil de 201,50 R\$/MWh e 145,18 R\$/MWh, respectivamente. Tais tarifas foram calculadas para a Alternativa 0 do SCEE, e, para as demais alternativas, seus valores foram proporcionalizados conforme componentes consideradas na valoração da energia injetada. O Quadro 2, a seguir, apresenta as variáveis de entrada consideradas nas análises de viabilidade da GD, de custo-benefício e de impacto sob o ponto de vista tarifário, com suas respectivas referências.

QUADRO 2 – Variáveis de entrada do modelo

Variável	Unidade	Valor	Referência
Tempo de análise	ano	8 (2022 a 2030)	VPL e sequência anual de custos e benefícios foram analisados durante período de 8 anos, entre 2022 e 2030. Optou-se pela utilização das projeções de capacidade instalada de MMGD obtidas no PDE 2030.
Custo de instalação de sistema FV para compensação local	R\$/kWp	4.420,00	Valor do preço médio de sistemas desse porte obtido no estudo de 2020, desenvolvido pela empresa Greener.
Custo de instalação de sistema FV para compensação remota	R\$/kWp	4.030,00	Valor do preço médio de sistemas desse porte, instalado ao solo, obtido no estudo de 2020, desenvolvido pela empresa Greener.

Variável	Unidade	Valor	Referência
Tamanho típico sistema FV para compensação local	kWp	8	Optou-se pela utilização do valor calculado pela ANEEL na AIR nº 003/2019.
Tamanho típico sistema FV para compensação remota	kWp	600	Optou-se pela utilização do valor calculado pela ANEEL na AIR nº 003/2019.
Custo de troca de inversor (vida útil 12 anos)	Part. rel. investimento	15,00%	AIR ANEEL nº 003/2019
Depreciação do módulo FV	a.a.	0,50%	NT EPE nº 028/2018
Custo de operação e manutenção (Micro GD Local)	a.a.	1,00%	NT EPE nº 028/2018 e AIR ANEEL nº 003/2019
Custo de operação e manutenção (Mini GD Remota)	a.a.	2,00%	AIR ANEEL nº 003/2019
Reajuste real da tarifa de EE	a.a.	2,00%	
Custo de capital de pessoa física para investimento (Micro GD Local)	a.a.	6,00%	Compatível com o praticado pelo mercado de crédito (descontada a inflação).
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento (Mini GD Remota)	a.a.	4,00%	Compatível com o praticado pelo mercado de crédito (descontada a inflação).
Taxa de desempenho	-	80,00%	
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (Micro GD Local)	-	45,00%	AIR ANEEL nº 003/2019
Redução do custo de sistemas FV com crescimento do número de instalações	a.a.	2,00%	IEA
Taxa de desconto dos custos e benefícios da GD sob a perspectiva do total de usuários do sistema elétrico	a.a.	7,32%	Uma alternativa para a taxa de desconto seria o uso da Selic. No entanto, os valores atuais dessa taxa estão no seu mínimo histórico, o que pode não ser refletido no horizonte de análise. Diante dessa expectativa, optou-se por adotar a taxa utilizada no cálculo da remuneração das distribuidoras, no caso, o custo médio ponderado do capital (WACC). [AIR nº 003/2019]
Valoração da energia e capacidade evitada de geração	R\$/MWh	234,00	AIR ANEEL nº 003/2019

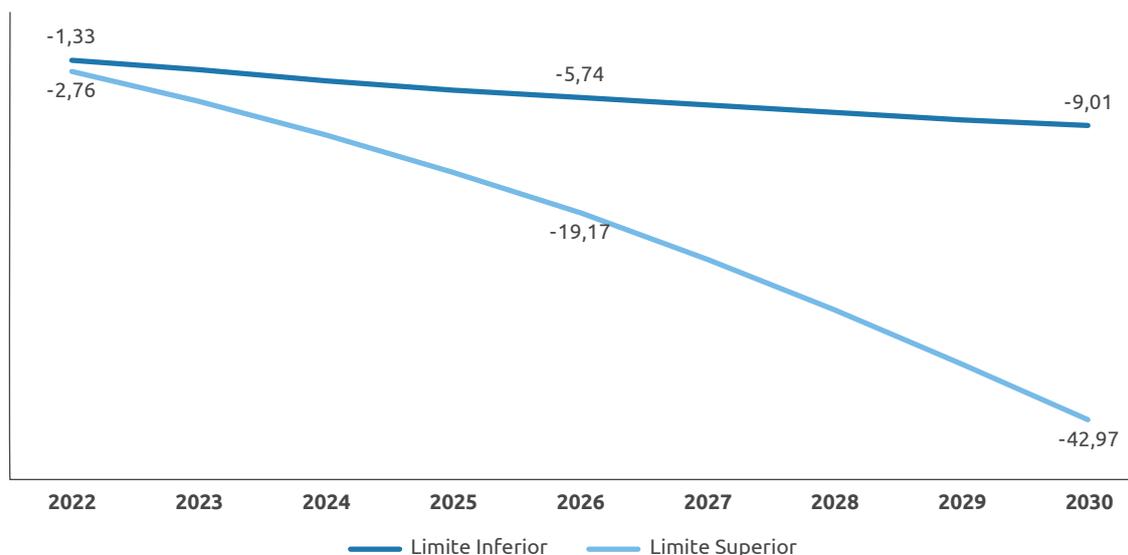
Fonte: elaboração própria.

A partir das considerações e premissas definidas de forma conservadora e da metodologia apresentada, os impactos de cada cenário foram calculados considerando que seria mantida a regra atual (cenário superior) até, no mínimo, a entrada em vigor da Alternativa 5, em 2022 (cenário inferior).

Esta análise conceitual, sob o ponto de vista tarifário (Gráfico 8), leva à conclusão de que, mantidas as regras atuais (cenário superior), os custos acumulados pagos pelos demais consumidores e distribuidoras, em 2030, será da ordem de R\$ 43 bilhões. Deste total, os demais consumidores arcarão com 66,9%, e as distribuidoras, com 33,1%. Já no cenário inferior, o montante ultrapassa R\$ 9 bilhões (99,7% arcados pelos consumidores

e 0,3% pelas distribuidoras), uma vez que o modelo considera o tempo de manutenção de 10 anos para entrantes anteriores a entrada em vigor da Alternativa 5 e de um ano para entrantes posteriores à publicação do novo regulamento.

GRÁFICO 8 – Impacto sob a ótica tarifária, acumulado em cada ano (R\$ bilhões)



Fonte: elaboração própria a partir da ANEEL e EPE.

5.2 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO PARA O SETOR ELÉTRICO

Uma vez levantado o custo da difusão da geração distribuída para os outros consumidores e para as distribuidoras, é importante avaliar os seus benefícios para o setor elétrico. A avaliação dos benefícios da geração distribuída na forma de redução dos custos de geração e transmissão e redução de perdas não é um tema pacífico na literatura.

Em vista disso, optou-se por atualizar a análise de custo-benefício apresentada pela ANEEL no estudo de AIR-003. Essa análise considerou impactos positivos e negativos sob demais consumidores e distribuidoras contemplados pela ANEEL.

A preservação da atratividade da geração distribuída e o VPL dos custos e benefícios do setor elétrico devem ser considerados na decisão final. O *payback* do investimento em implantação de geração distribuída no cenário superior, em 2030, situa-se em 2,56 anos para Micro GD Local e 2,55 anos para Mini GD Remota, enquanto no cenário inferior esses valores aumentam para 3,93 anos e 8,02 anos, respectivamente. Convém esclarecer que a redução do *payback* ao longo do período analisado é devida, sobretudo, ao aumento real projetado para as tarifas de energia elétrica – Tabela 1.

TABELA 1 – Payback do investimento em implantação de geração distribuída

Ano	Micro GD Local		Mini GD Remota	
	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Superior	Cenário Inferior
2022	3,63	5,70	3,60	13,17
2026	3,06	4,73	3,08	9,59
2030	2,56	3,93	2,55	8,02

Fonte: elaboração própria.

Já o VPL dos custos e benefícios do setor elétrico, acumulado entre 2022 e 2030, no cenário superior, é de -R\$ 17,3 bilhões para Micro GD Local e -R\$ 22,5 bilhões para Mini GD Remota, enquanto, no cenário inferior, são, respectivamente, -R\$ 5,8 bilhões e -R\$ 1,6 bilhão. Valores negativos para VPL implicam que benefícios potenciais da geração distribuída não compensam os custos para o setor elétrico – Tabela 2.

TABELA 2 – Análise de custo-benefício (VPL para o setor elétrico)

	Micro GD Local		Mini GD Remota	
	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Superior	Cenário Inferior
VPL para o setor elétrico	-R\$ 17,3 bilhões	-R\$ 5,8 bilhões	-R\$ 22,5 bilhões	-R\$ 1,6 bilhão
Quantidade acumulada de conexões	2 milhões	1,7 milhão	28 mil	3,9 mil
Potência instalada acumulada	16,3 GW	13,3 GW	17 GW	2,3 GW

Fonte: elaboração própria.

Por fim, tendo em vista os resultados para os cenários superior e inferior, entende-se que o processo de transição de regras deve ocorrer de forma gradual, visando minimizar a transferência de recursos entre consumidor com geração distribuída e demais consumidores e distribuidoras, sendo necessário avaliar em quanto tempo deve ocorrer a transição de regras até a adoção da componente de energia da TE para valorar a energia injetada.

5.3 IMPACTOS DA REVISÃO DOS INCENTIVOS SOBRE A ATRATIVIDADE DOS INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A atratividade do investimento em geração distribuída é baseada na avaliação pelo método de *payback*, que corresponde ao tempo de recuperação do investimento inicial. A partir do cálculo do *payback*, é possível verificar os reflexos de cada cenário na decisão de investimento para quem instala geração distribuída.

A Tabela 3 apresenta o cálculo do *payback* para as simulações realizadas. Essas simulações mostram que, caso o cenário superior se mantenha, o *payback* da GD tende a se reduzir, atingindo 2,56 anos para Micro GD Local e 2,55 anos para Mini GD Remota em 2030. Isso ocorre em função da tendência de queda dos preços dos sistemas solares enquanto as tarifas elétricas tendem a aumentar em termos reais. No cenário inferior, a redução dos incentivos tarifários para a GD, em 2022, resultaria num aumento do *payback* para a GD local de 3,63 anos para 5,70 anos, e da GD remota de 3,6 anos para 13,17 anos. Percebe-se, assim, que a eliminação dos incentivos afetaria muito mais a GD remota que a GD local.

TABELA 3 – Payback do investimento em implantação de geração distribuída

Ano	Micro GD Local		Mini GD Remota	
	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Superior	Cenário Inferior
2022	3,63	5,70	3,60	13,17
2026	3,06	4,73	3,08	9,59
2030	2,56	3,93	2,55	8,02

Fonte: elaboração própria.

Entretanto, vale a pena ressaltar que, mesmo no cenário inferior, a dinâmica dos preços e tarifas resultaria numa tendência de aumento da competitividade da GD, com o aumento do *payback* da GD local para 3,93 anos e da GD remota 8,02 anos em 2030.

Assim, as simulações econômicas realizadas deixam claro que a redução dos incentivos tarifários permite manter a viabilidade econômica da GD local. Entretanto, no caso da geração remota, o forte impacto econômico da revisão dos incentivos pode requerer um período de transição.



6 CONCLUSÕES



A partir de uma análise pormenorizada dos mecanismos de incentivo da geração distribuída no Brasil, das tendências de preços e custos e dos impactos desta difusão para o conjunto dos consumidores de energia centralizada, ficou demonstrado que a geração distribuída no Brasil é bastante atrativa economicamente e que tem impulsionado o rápido desenvolvimento deste mercado no país.

A atratividade dos investimentos na geração distribuída se deve a fatores estruturais, como a queda do preço e o aumento da eficiência dos painéis solares; mas também a questões regulatórias e a incentivos fiscais no Brasil. Os incentivos tarifários embutidos na política de *net metering* adotada no Brasil, juntamente com os incentivos fiscais, como a isenção de impostos sobre a energia gerada e sobre os equipamentos de geração, contribuem de maneira central para difundir a geração distribuída no país.

A análise dos incentivos fornecidos deixou claro que o desenho da política *net metering* no Brasil implica a concessão de elevados subsídios cruzados entre consumidores em geral e os produtores de energia distribuída. Isso ocorre porque os produtores de energia distribuída utilizam a rede de distribuição e transmissão para garantir seu suprimento, mas não arcam com os custos associados ao uso da rede.

Os custos não arcados pelos produtores de energia distribuída para cada MWh gerado foram estimados em 201,50 R\$/MWh. Por sua vez, a perda de receita para a distribuidora por MWh produzido pela geração distribuída situa-se em 145,18 R\$/MWh. Dessa forma, se mantidas as regras atuais da geração distribuída, os custos acumulados pagos pelos demais consumidores e distribuidoras alcançarão R\$ 43 bilhões em 2030.

Os benefícios potenciais da geração distribuída para o setor elétrico foram avaliados, buscando-se verificar se podem compensar os custos não pagos pelos geradores de energia distribuída. Essa análise mostrou que esses benefícios não compensam os custos associados com a geração distribuída. A partir dessa análise, conclui-se que é necessário rever os incentivos tarifários concedidos à geração distribuída de forma a promover a justiça tarifária por meio de uma alocação dos custos da rede de distribuição e transmissão de forma mais equilibrada.

A discussão sobre a revisão dos incentivos tarifários para a geração distribuída no Brasil saiu do âmbito regulatório na ANEEL e está sendo debatida no parlamento, por meio do PL nº 5.829/2019, que busca estabelecer o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil. Dessa forma, a decisão sobre a revisão dos incentivos para a geração distribuída será principalmente política. Nesse sentido, é fundamental que os decisores políticos tenham acesso à informação técnica adequada e considerem os impactos do seu posicionamento político.

A ANEEL deu seu posicionamento técnico apoiando uma revisão ampla dos incentivos (Alternativa 5), na qual o micro ou minigerador paga por todas as componentes tarifárias, com exceção da parcela correspondente à compra de energia, que é paga apenas pelo valor líquido da energia que é consumida ao final do mês. Essa proposta equivale ao pagamento de aproximadamente 60% sobre o valor do kWh utilizado.

As simulações realizadas apontam que, caso esta revisão fosse aprovada pelo parlamento, o *payback* do investimento em implantação de geração distribuída local aumentaria dos 3,8 anos atuais para 5,7 anos. Considerando a dinâmica de preços e custos, o *payback* da geração distribuída local voltaria para 3,9 anos para sistemas instalados em 2030. Já o *payback* estimado para a geração distribuída remota aumentaria dos 3,7 anos atuais para 13,2 anos (8 anos para sistemas remotos instalados em 2030). Conclui-se, assim, que a proposta da ANEEL para redução dos incentivos tarifários para a geração distribuída ainda permite um cenário de elevada atratividade para a geração local. A geração distribuída remota é que seria mais penalizada neste cenário.

Ressalta-se que a grande maioria dos projetos de geração distribuída propostos são de geração local. Atualmente, existem mais de 450 mil projetos de geração distribuída local e um pouco mais de 4 mil projetos de geração distribuída remota. Dessa forma, a correção das distorções tarifárias propostas pela ANEEL apresenta um impacto de redução importante na competitividade da geração para apenas 1% dos projetos.

Cabe ainda salientar que, como vem sendo sugerido por organizações internacionais, como IEA e IRENA, é importante incentivar as fontes renováveis de energia por meio de instrumentos que não provoquem distorções tarifárias. No caso da geração distribuída, os

incentivos fiscais provaram sua eficácia para promover esta fonte de energia. Verificou-se que os estados que concederam incentivos fiscais foram justamente aqueles onde a geração distribuída vem crescendo mais rapidamente. Dessa forma, existe um espaço para compensar incentivos tarifários por incentivos fiscais, de forma a manter uma atratividade para a geração distribuída no país.

Por fim, a análise realizada deixou claro que a geração distribuída apresenta benefícios importantes para o setor elétrico e para a economia brasileira como um todo. O problema é que estes benefícios não podem ser apropriados por uma parcela dos consumidores às custas daqueles que não possuem geração distribuída. Assim, o debate sobre a revisão dos incentivos tarifários deve deixar bem claro quem vai pagar o custo acumulado até 2030 de R\$ 43 bilhões. A alocação deste custo para os consumidores residenciais mais pobres e para a indústria nacional tem consequências econômicas e de justiça social para o país.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: Aneel, 2008a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Altera as Resoluções Normativas nº 482, de 17 de abril de 2012 e nº 414, de 9 de setembro de 2010, e aprova revisão do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015a**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuídas**. Brasília: Aneel, 2015b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modelo tarifário do Grupo B**. Brasília: Aneel, 2018a. (Nota técnica, n. 46).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília: Aneel, 2018b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília: Aneel, 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de regulação tarifária (PRORET): módulo 7: estrutura tarifária das concessionárias de distribuição**. Brasília: Aneel, 2021. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021912_Proret_Submod_7_1_V2.5.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. **Geração centralizada solar fotovoltaica como ferramenta estratégica para desonerar a sociedade brasileira**. São Paulo, jul. 2018. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-centralizada-solar-fotovoltaica-como-ferramenta-estrategica-para-desonerar-a-sociedade-brasi/>. Acesso em: 10 jun. 2021.

BASS`S BASEMENT RESEARCH INSTITUTE. **The bass model**. Disponível em: <http://www.bassbasement.org/BassModel/Default.aspx>. Acesso em: 10 jun. 2021.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. **Do two electricity pricing wrongs make a right?** cost recovery, externalities and efficiency. London: Energy Institute, 2019. (Working Paper, n. 294R). Disponível em: <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP294.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2021.

BORENSTEIN, S. What Can Distributed Generation Do for the Grid? **Energy Institute Blog**, UC Berkeley, 28 Sept. 2020. Disponível em: <https://energyathaas.wordpress.com/2020/09/28/what-can-distributed-generation-do-for-the-grid/>. Acesso em: 10 jun. 2021.

BRASIL. **Lei nº 13.169/2015, de 6 de outubro de 2015**. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 8 mar. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2020a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 8 mar. 2021.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. **Acórdão nº 3.063/2020**. Relatoria: Ministra Ana Arraes. Processo TC 037.642/2019-7. Ata 44/2020. Brasília: TCU, 2020b. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo/3764220197.PROC/%2520DTRELEVANCIA%2520desc%2520C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0/%2520?uui-d=65633580-34ce-11eb-9355-2711d396825c>. Acesso em: 8 mar. 2021.

BRASIL. Congresso Nacional. Câmara dos Deputados. **Parecer proferido em plenário ao PL nº 5.829, de 2019**. Brasília, 5 abr. 2021. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1984867&filename=PRLP+2+%3D%3E+PL+5829/2019. Acesso em: 8 mar. 2021.

CASTANEDA, M. *et al.* Myths and facts of the utility death spiral. **Energy Policy**, v. 110, p. 105-116, 2017.

CASTRO, N. *et al.* **Impactos sistêmicos da micro e minigeração distribuída**. Rio de Janeiro: GESEL, 2018.

COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system. **Solar Energy**, v. 128, p. 126-138, Apr. 2016. (Part 1: Engineering simulations).

COHEN, M. A.; KAUZMANN, P. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system **Solar Energy**, v. 128, p. 139-152, Apr. 2016. (part 2: Economic analysis).

CONFAZ – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS nº 16/2015, de 22 de abril de 2015**. Brasília, 2015. Disponível em: CONVÊNIO ICMS 16/15 — Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ (fazenda.gov.br). Acesso em: 8 mar. 2021.

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 15, de 9 de dezembro de 2020. Estabelece Diretrizes Nacionais para Políticas Públicas voltadas à Microgeração e Minigeração Distribuída no País. **Diário Oficial da União**, Brasília, p. 13, 28 dez. 2020. Seção 1. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36074/1045888/Resolu%C3%A7%C3%A3o+CNPE+15.pdf/310a865a-e189-6480-3675-171d2f58251>>. Acesso em: 8 mar. 2021.

DAVIS, L. Does rooftop solar help the distribution system? **Energy Institute Blog**, UC Berkeley, 25 jun. 2018. Disponível em: <https://energyathaas.wordpress.com/2018/06/25/does-rooftop-solar-help-the-distribution-system/>. Acesso em: 8 mar. 2021.

DIAMANDIS, P. **Solar energy revolution: a massive opportunity**. New York, set. 2014. Disponível em: <https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solar-energy-revolution-a-massive-opportunity/>. Acesso em: 8 mar. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil** – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro: EPE, out. 2014. (Nota Técnica DEA nº 19/2014). Disponível em: <http://www.ecovolts.net.br/downloads/DEA%2019.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): metodologia – versão PDE 2027**. Rio de Janeiro: EPE, 2018a. (Nota Técnica nº 028/2018). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/NT_Metodologia_4MD.pdf. Acesso em: 8 mar. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2018b. (Nota Técnica PR nº 04/2018). Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20\(NT%20PR%2004-18\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20(NT%20PR%2004-18).pdf). Acesso em: 8 mar. 2021.

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída: mercado fotovoltaico**. São Paulo: Greener, 2020.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Projected costs of generating electricity 2020**. Paris: IEA, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>. Acesso em: 8 mar. 2021.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable energy auctions: status and trends beyond price**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable power generation costs in 2019**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.

IRENA; REN 21; IEA. **Renewable energy policies in a time of transition**. 2018. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf. Acesso em: 8 mar. 2021.

LAZARD. **Levelized cost of energy and levelized cost of storage 2019**. 2019. Disponível em: <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>. Acesso em: 8 mar. 2021.

LOWDER, T.; ZHOU, E.; TIAN, T. **Evolving distributed generation support mechanisms: case studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia**. Golden: NREL, 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67613.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2021.

MARTINOPOULOS, G. Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis. **Applied Energy**, v. 257, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261919317222>. Acesso em: 8 mar. 2021.

MINAS GERAIS (Estado). **Lei nº 6.763, de 26 de dezembro de 1975**. Consolida a Legislação Tributária do Estado de Minas Gerais e dá outras providências. Disponível em: http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/l6763_1975_01.html. Acesso em: 18 mar. 2021.

MUHAMMAD-SUKKI, F. *et al.* Revised feed-in tariff for solar photovoltaic in the United Kingdom: A cloudy future ahead? **Energy Policy**, v. 52, p. 832-838, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421512008440>. Acesso em: 18 mar. 2021.

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. Paris: REN21, 2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 18 mar. 2021.

ROGERS, E. M. **Diffusion of Innovations**. New York: The Free Press, 1962.

TOLMASQUIM, M. As origens da crise energética brasileira. **Pontos de Vista**, Campinas, n. 6-7, p. 179-183, jun. 2000. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1414-753X2000000100012&lng=pt&nrm=iso. Acesso em: 18 mar. 2021.

YONG, C. *et al.* Research on the cost of distributed photovoltaic plant of China. **IEEE Access**, v. 7, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8743358>. Acesso em: 18 mar. 2021.

WIRTH, H. (Org.). **Recent facts about photovoltaics in Germany**. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2017. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2021.

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI

Monica Messenberg Guimaraes
Diretora de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

Wagner Cardoso
Gerente-Executivo de Infraestrutura

Wagner Cardoso
Roberto Wagner Lima Pereira
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Ana Maria Curado Matta
Diretora de Comunicação

Gerência de Publicidade e Propaganda

Armando Uema
Gerente de Publicidade e Propaganda

André Augusto de Oliveira
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Superintendência de Administração – SUPAD

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Superintendente Administrativo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

EnerStudies

Edmar de Almeida
Luciano Losekann
Niagara Rodrigues
Mirella Bordallo
Camila Abuche
Consultor

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico e Diagramação

www.cni.com.br

[/cniBrasil](https://www.facebook.com/cniBrasil)

[@CNI_br](https://twitter.com/CNI_br)

[@cniBr](https://www.instagram.com/cniBr)

[/cniweb](https://www.youtube.com/c/cniweb)

[/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA