DOI: 10.48011/asba.v2i1.1488

ANÁLISE DOS IMPACTOS FINANCEIROS DA EVOLUÇÃO DAS REGULAMENTAÇÕES PARA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Daniel Oliveira Cortes, Denisson Q. Oliveira

Instituto de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís-MA, (oliveiradanielcortes@gmail.com, dq.oliveira@ufma.br)

Abstract: The increase in the distributed generation connection to the electrical system has been increasing, mainly from the solar source. This trend is encouraged by regulations that facilitated the connection of micro and mini-generation through the compensation system and discounts in energy transport tariffs. However, after years of encouragement and the consequent development of the distributed generation market, the regulatory agency and civil society clash over the need to review tariff rules and subsidies for mini and microgeneration. On the one hand, the regulatory agent and power utilities defend the need to update the rules and the consequent reduction of subsidies, while other agents defend the continuity of the current rules. This paper investigates the financial effects of possible changes to the rules from both the consumer side and the power utility point of view, describing possible future scenarios.

Resumo: O aumento da conexão de geração distribuída ao sistema elétrico vem aumentando constantemente, principalmente a de fonte solar. Essa tendência é incentivada pelas regulamentações que facilitaram a conexão de micro e minigeração por meio do sistema de compensação e descontos na tarifa de transporte de energia. No entanto, depois de anos de incentivo e consequente desenvolvimento do mercado de geração distribuída, a Agência reguladora e a sociedade civil entram em um embate sobre a necessidade de revisão das regras tarifárias e dos subsídios para a mini e microgeração. De um lado o agente regulador e as concessionárias defendem a necessidade de atualização das regras e consequente diminuição de subsídios, enquanto outros agentes defendem a continuidade das regras atuais. Este artigo investiga os efeitos financeiros das possíveis mudanças nas regras tanto do lado dos consumidores quanto do ponto de vista da concessionária, descrevendo possíveis cenários futuros.

Keywords: Photovoltaic systems, distributed generation, compensation, power utilities.

Palavras-chaves: Sistemas fotovoltaicos; geração distribuída; sistema de compensação; concessionárias.

1. INTRODUÇÃO

Em um contexto de descarbonização da economia e de transição para fontes energéticas limpas e sustentáveis, o papel da geração distribuída baseada em fontes renováveis é importante. Ela desloca a geração para pontos próximos ao consumo, diminuindo a pressão pela expansão de infraestrutura de transporte de energia e possibilitando maior eficiência energética.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), denomina geração distribuída (GD) toda central geradora de energia elétrica conectada a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Caso a potência instalada seja inferior a 75 kW e seja de fonte renovável ou cogeração, ela é classificada como microgeração. Instalações acima de 75 kW até 3 MW, em caso de fonte hídrica, ou 5 MW para cogeração qualificada, são consideradas minigeração (ANEEL, 2012, 2015c).

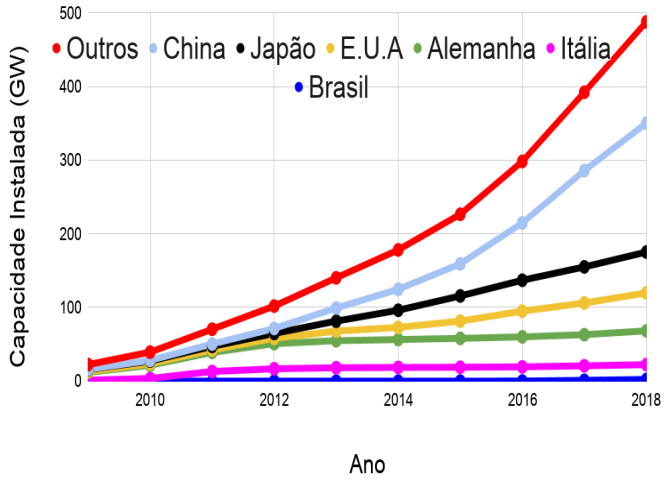
No mundo, a geração fotovoltaica tem se destacado no mercado de geração distribuída, a ponto de tornar-se praticamente um sinônimo para muitas pessoas. Trata-se de um recurso presente em todo o planeta, sendo a sua disponibilidade na superfície terrestre muito superior à demanda global de energia elétrica (Bezerra, 2019). Entretanto, a eficiência dos painéis solares usados nessa transformação é na faixa dos 15% devido às tecnologias atualmente aplicadas (Araújo, 2017).

Em países bem menos ensolarados, como Alemanha, Japão, Reino Unido e diversos estados dos EUA, bem como em países em desenvolvimento, como Índia e China, os números de sistemas solares já ultrapassaram a marca de um milhão de unidades (Sauaia and Koloszuk, 2019).

Na Austrália, uma das líderes no uso da tecnologia em domicílios, uma em cada quatro residências já gera a sua própria eletricidade a partir do sol, ou seja 25% da sociedade já está integrada a este novo cenário de energia elétrica (Sauaia and Koloszuk, 2019).

Em 2018, de acordo com a BP (2019), a geração de energia elétrica no mundo foi de 26.614,8 TWh, tendo a fonte solar contribuído com 584,6 TWh, correspondentes a 2,20% do total (Bezerra, 2019). Embora ainda tímida, a participação da fonte solar tem experimentado crescimento vertiginoso (Bezerra, 2019). No que concerne especificamente à geração fotovoltaica, a capacidade instalada mundial era de 487,8 GW no final de 2018, cerca de 22 vezes a verificada há uma década (Bezerra, 2019). Em média, a capacidade instalada fotovoltaica cresceu 40,8% a.a. no decênio de 2009 a 2018 (Bezerra, 2019). Dentre os países com maior capacidade instalada fotovoltaica, destacam-se a China (35,6%), o Japão (11,4%), os Estados Unidos (10,5%), a Alemanha (9,4%) e a Itália (4,1%). A participação do Brasil (0,5%), é pouco representativa (Bezerra, 2019). O Brasil entrou nesse mercado tardiamente, com defasagem de cerca de uma década em relação a alguns países (Bezerra, 2019).

Figura 1. Aumento da Instalação de energia solar no mundo



Fonte: Bezerra (2019)

No Brasil, a resolução normativa Nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu as regras para a conexão da microgeração e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012), tornando o uso de energias renováveis atraente financeiramente para o consumidor. Este sistema permite a injeção de potência ativa na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, cedida sem ônus financeiro para a concessionária, e possibilita a compensação posterior por meio de abatimento no consumo de energia elétrica (ANEEL, 2015c). Por meio destas regras, o agente regulador objetivava fomentar o crescimento da geração distribuída no sistema elétrico brasileiro e desenvolver um mercado ainda incipiente no país. Posteriormente, as regras foram atualizadas com a publicação das resoluções Nº 687/2015 e Nº 786/2017.

Depois de quase uma década, com o amadurecimento do mercado de geração distribuída os agentes reguladores observaram que as ações iniciais surtiram o efeito desejado, fortalecendo o mercado de geração distribuída no país. Agora é necessário novamente uma modificação nas regras de forma a retirar subsídios providos anteriormente e reequilibrar o mercado de energia elétrica. Inicia-se assim uma disputa entre as concessionárias/agente reguladores e agentes produtores na definição das novas regras, em que pese a existência de subsídios aos produtores por meio de isenções tarifárias.

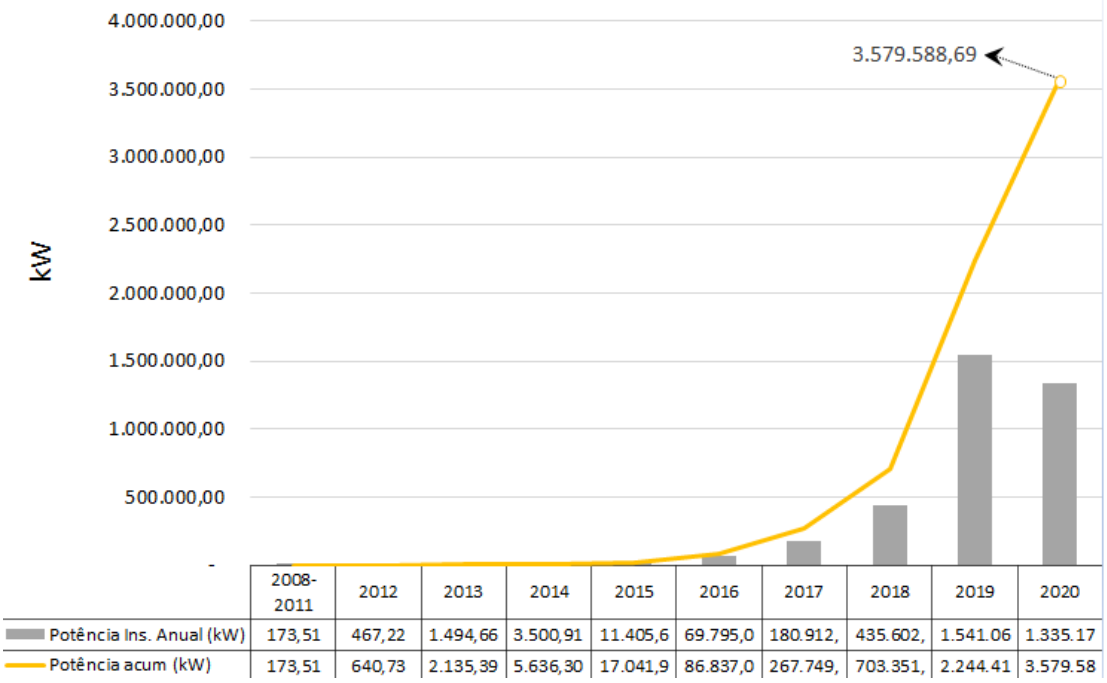
O presente artigo tem como objetivo avaliar os impactos financeiros aos agentes envolvidos nesta disputa - consumidores e concessionárias - causados pelas modificações tarifárias propostas pelo agente regulador. Para tanto, usaremos índices financeiros tais como o *payback* descontado e o Valor Presente Líquido (VPL) para demonstrar os efeitos das mudanças para os consumidores e também as mudanças nos custos de uso do sistema de distribuição. Este artigo se divide da seguinte maneira. A segunda seção apresenta um quadro atual da geração distribuída no Brasil e compila as regras atuais de tarifação da geração distribuída no Brasil. A seção três descreve a tarifação de energia elétrica, apresentando os componentes de cada tarifação. A seção quatro explica as mudanças propostas em consulta pública promovida pelo órgão regulador e as mudanças nos cálculos das tarifas de uso do sistema já aprovadas pela ANEEL, enquanto a seção cinco mostra por meio de exemplos os resultados de cada uma das opções propostas. Finalmente a seção seis apresenta as conclusões sobre o estudo realizado.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

De 2000 até 2012 a geração distribuída (GD) no Brasil estava caminhando a passos curtos em comparação ao restante do mundo. Buscando regular e incentivar a integração de GD, a ANEEL publicou a resolução Nº 482/2012, regulamentando o acesso das usinas incentivadas aos sistemas de distribuição e tornando essa modalidade atrativa financeiramente. Logicamente as regulações nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) também foram atualizados de acordo com a necessidade. Com isso o número de adeptos da GD teve um salto exponencial, aumento aproximadamente 308% em numero de conexões acumulada entre 2014 e 2015 segundo ANEEL (2016b). Esse valor aumenta a cada ano, de acordo com a Figura 2, e sendo difundida em toda região do país, conforme visto na Tabela 1.

A resolução normativa Nº 482/2012 estabeleceu as condições iniciais para que o consumidor gerasse sua própria energia, trazendo definições básicas para classificação de micro e minigeração em potência instalada e período de validação do crédito do sistema de compensação. Em 2015, a ANEEL atualizou as normas por meio da normativa Nº 687, que traz mudanças na resolução anterior e novas definições para modalidades de GD. A tabela 2 traz um comparativo das resoluções, evidenciando as principais mudanças.

Figura 2. Aumento da geração distribuída no Brasil 2008 até agosto 2020



Fonte: ANEEL (2016c)

Tabela 1. Capacidade da geração distribuída por fonte no Brasil até agosto 2020

UG	SOLAR	CGH	UTE	EOL	TOTAL
	P(kW)	P(kW)	P(kW)	P(kW)	P(kW)
Brasil	3.393.712,06	97.381,71	73.581,06	14.913,86	3.579.588,69
Norte	107.765,08	6.505,52	2.194,00	2,00	116.466,60
Centro-Oeste	524.518,68	36.418,5	14.278.94	-	575.216,12
Sul	864.458,54	6.935,70	17.929,62	68,30	889.392,16
Sudeste	1.311.130,43	46.571,99	33.004,32	106,40	1.391.813,14
Nordeste	587.037,38	950,00	6.173,18	14.737,16	608.897,72
Alagoas	25.271,93	-	-	-	25.271,93
Bahia	119.290,95	-	1.700,00	8,20	120.999,15
Ceará	121.028,36	-	-	14.585,46	135.613.82
Maranhão	33.758,00	-	1.056,00	-	34.814,00
Paraíba	62.722,63	-	-	2,40	62.725,03
Pernambuco	73.089,64	950,00	3.417,18	5,70	77.462,52
Piauí	65.219,51	-	-	-	65.219,51
Rio Grande do Norte	68.667,33	-	-	135,40	68.802,73
Sergipe	17.989,03	-	-	-	17.989,03

Fonte: ANEEL (2016c)

A resolução normativa Nº 517/2012 (atualmente revogada) dava indícios da caracterização do autoconsumo remoto, sendo descrita através da sua definição de sistema de compensação, a qual o empréstimo (crédito) poderia ser compensado na mesma unidade consumidora ou outra unidade de mesma titularidade. Após a RN Nº 687/2015 esta modalidade foi separada da definição do sistema de compensação e caracterizado como uma nova modalidade. Outra mudança é a capacidade da potência instalada para minigeração. A resolução normativa Nº 786/2017 altera a RN Nº 687/2015, onde a normativa Nº 786/2017 descreve como minigeração uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada (ANEEL, 2017b).

3. TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade (ANEEL, 2015b). A própria tarifa considera os custos divididos em 3 tipos observados na Figura 3.

Figura 3. Divisão do custo de tarifação

Fonte: ANEEL (2015b)

O mercado de geração de energia é composto por vários agentes competindo entre si e oferecendo seu produto de acordo com seus custos em leilões de contratação de energia. O próximo nível, o do transporte de energia, é um monopólio natural pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Tendo este fato em mente, o agente regulador atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Nesta etapa o transporte é dividido em dois segmentos: transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final (ANEEL, 2015b). Os encargos setoriais não são criados pelo agente regulador e sim estabelecidos por leis. Alguns incidem somente sobre

Tabela 2. Comparativos das Resoluções Normativas

		RN 482/2012	RN 687/2015
Potência Instalada	**Microgeração**	P.I. ≤ 100 kW	P.I. ≤ 75 kW
	Minigeração	100 kW > P.I. ≤ 1 MW	75 kW > P.I. ≤ 3 MW *(Fontes Hídrica)* ou 75 kW > P.I. ≤ 5 MW *(Cogeração Qualificada)*
Sistema de Compensação		Crédito válido por 36 meses	Crédito válido por 60 meses
Empreendimentos com múltiplas unidades		Não Previsto	Fração de micro ou minigeração que ao todo formam uma unidade consumidora *(Ex: condomínio)*
Geração Compartilhada		Não Previsto	União de dois ou mais consumidores (CPF ou CNPJ) no compartilhamento da GD.
Autoconsumo Remoto		Não Previsto	Modalidade capaz de gerar energia em um local e consumir em outro local de mesma titularidade.

Fonte: ANEEL (2012, 2015c)

o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão (ANEEL, 2015b). Além desses custos, são acrescentados na conta de energia elétrica alguns impostos referentes ao governo federal (PIS/COFINS), estadual (ICMS) e municipal (Iluminação Pública). Ou seja, a conta de energia elétrica do consumidor é a junção da compra de energia, o transporte e distribuição, os custos com encargos setoriais e os impostos referentes aos órgãos públicos.

3.1 Tarifa no Uso do Sistema de Distribuição - TUSD

A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2017a). Esta tarifa é dividida em 3 tipos de componentes: TUSD Transporte, TUSD Encargos e TUSD Perdas. Observe a Tabela 3 o que cada componente engloba.

Destacando que o TUSD FIO A são custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros (ANEEL, 2017a) e o TUSD FIO B são custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B (ANEEL, 2017a).

Tabela 3. Divisão da TUSD

TUSD	TRANSPORTE	FIO A	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;
			iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
		FIO B	i) custo anual dos ativos (CAA);
			ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM)
	ENCARGOS	a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_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	
		e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	
	PERDAS	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.	

Fonte: ANEEL (2017a)

3.2 Subsídios na TUSD

Com objetivo de incentivar a geração distribuída, a própria legislação brasileira estimula a utilização de energia renováveis através de um desconto no TUSD/TUST. Nesta percepção a Lei Nº 9.427/96, regulamentada pela resolução normativa Nº 77/04 da ANEEL, estipula um percentual de maior ou igual a 50% para ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução (ANEEl, 2004). Isso se enquadrando aos seguintes critérios dispostos na Tabela 4.

Os empreendimentos que entraram em operação antes de 1º de janeiro de 2016, não devem se beneficiar dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (ANEEl, 2004; ANEEL, 2016d).

A Lei Nº 9.427/96, atualizada pela Lei Nº 13.360 de 2016, estabeleceu ainda que os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência

Tabela 4. Potência Instalada para adequar ao descontos

Empreendimentos	Potência Instalada
Empreendimentos hidrelétricos	5.000 kW $\leq$ P $\leq$ 30.000 kW
Empreendimentos solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada	30.000 kW $\leq$ P $\leq$ 300.000 kW

Fonte: ANEEl (2004); ANEEL (2016d)

injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes já citadas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (Brasil, 1996, 2016).

Estes descontos nas tarifas de transporte e distribuição para produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, são arcados pela concessionárias sendo pago através do intermédio da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

3.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigação; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros (ANEEL, 2015a).

Salientando ainda que a CDE é destinada a compensar as distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos seguintes usuários do serviço: gerador e consumidor de fonte incentiva; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e subclasse de serviço público de irrigação (ANEEL, 2016a).

Para custear a CDE, as distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota, que, por força da legislação atual tem que ser homologada pela ANEEL. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a Conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas (ANEEL, 2020). Assim, este ponto é levantado pelos defensores da extinção dos subsídios tarifários para demonstrar que toda a sociedade arca com os custos da conexão da GD ao sistema elétrico. Extinguir os subsídios, sob este ponto de vista, traria um reequilíbrio ao mercado ao cobrar apenas os agentes produtores pelo transporte da energia. Observe através da Figura 4 o detalhe dos valores históricos do subsídio tarifário da concessionária Equatorial Maranhão referente ao consumidor de fonte incentivadas.

4. PROPOSTAS DE MODIFICAÇÕES

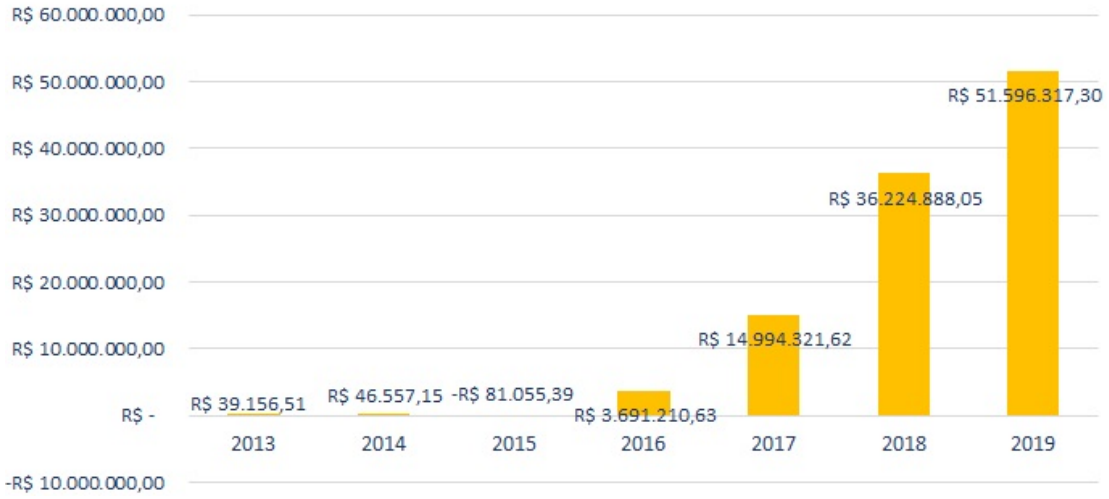
O atual sistema de compensação, ou compensação 1:1, permite que o consumidor produza sua energia e seu excedente seja injetado a rede elétrica. Posteriormente o mesmo quantitativo pode ser abatido dentro do prazo de 60 meses (ANEEL,2015). Entretanto, ao utilizar esse sistema, o usuário da GD deixa de pagar alguns componentes tarifários que traz remuneração financeira a distribuidoras (TUSD Fio B, por exemplo), justificando os argumentos de que o modelo 1:1 causa distorções no setor elétrico. Observando este fato, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deu inicio a audiência pública Nº 001/2019, realizado em 3 cidades (Brasília, São Paulo e Fortaleza), apresentando 5 alternativas para modificações no sistema de compensação.

- Alternativa 0: O sistema de compensação continua na forma atual, o consumidor injeta energia á rede e futuramente pode usar o mesmo quantitativo no prazo de 60 meses (ANEEL, 2019a);
- Alternativa 1: O consumidor com geração pagaria pelo TUSD Fio B, equivalente a 28% do valor kWh utilizado (ANEEL, 2019a);
- Alternativa 2: O consumidor passa a pagar por todo o transporte, TUSD Fio B e TUSD Fio A, equivalente 34% do valor kWh utilizado (ANEEL, 2019a);
- Alternativa 3: O cliente pagaria por todo o transporte (TUSD Fio B e TUSD Fio A) e mais o TUSD Encargos, equivalente a 41% do valor kWh utilizado (ANEEL, 2019a);
- Alternativa 4: O consumidor pagaria por todos os custos listados anteriormente e acrescentando o TUSD Perdas, equivalente 49% do valor kWh utilizado (ANEEL, 2019a);
- Alternativa 5: Será composto pela Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD), tarifas anteriormente citadas (TUSD Fio B, TUSD Fio A, TUSD Encargos e TUSD Perdas), mais os encargos referentes a Tarifa de Energia, equivalente a 63% do valor kWh equivalente (ANEEL, 2019a);

Observando a figura 5, que mostra a atual porcentagem final de cada um dos custos da tarifa, é possível avaliar os impactos de cada uma das 5 alternativas propostas.

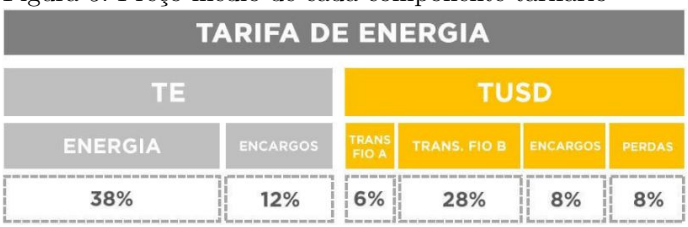
A fim de decidir qual modelo seguir, a ANEEL abriu uma consulta em continuidade à Audiência Pública Nº 001/2019 para receber contribuições e propostas (ANEEL, 2019b). Segundo a ANEEL, a proposta em debate prevê um período de transição para as alterações (ANEEL, 2019b). Os consumidores que possuem o sistema de mini e microgeração permanecem com o faturamento da regra em vigor até o ano de 2030. Os consumidores que realizarem o pedido da instalação de geração distribuída após a publicação da norma (prevista para 2020), passam a pagar o custo da rede (TUSD Fio B e Fio A)(ANEEL, 2019b), alternativa 2. Em 2030, ou quando atingido uma quantidade de GD pré-determinada em cada distribuidora,

Figura 4. Subsídio tarifário da concessionária Equatorial Maranhão referente ao consumidor de fonte incentivadas



Fonte: ANEEL (2019c)

Figura 5. Preço médio de cada componente tarifário



Fonte: (do Micro Inversor, 2019)

esses consumidores passam a compensar a componente de energia da Tarifa de Energia (TE), e pagam além dos custos de rede, os encargos (ANEEL, 2019b), correspondendo a alternativa 5.

No caso da geração remota, a proposta prevê dois cenários. Os consumidores que já possuem GD continuam com as regras atualmente vigentes até o final de 2030. E os novos pedidos de acesso após a publicação da norma, prevista para 2020, passam a pagar custos de rede e encargos, também compensando a componente de energia da Tarifa de Energia (ANEEL, 2019b).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os efeitos de cada alternativa de revisão das regras tarifárias propostas será analisado tomando como exemplo um projeto para um sistema on-grid (conectado a rede) que utiliza apenas painéis solares e um inversor de frequência. O sistema on-grid considerado, foi projetado para atender uma residência com consumo médio de 894,24 kWh/mês e com uma conta de energia no valor R$ 563,52. Desconsiderando impostos, seria necessário um investimento inicial de R$ 35.097,04 utilizando 24 painéis de 330 W com potência nominal instalada de 8,28 kWp. O preço de um painel de energia solar varia de acordo com a cotação do dólar, material de fabricação e pela sua eficiência. Neste estudo, foi considerado um modelo de painel solar fotovoltaico de 330 Watts com custo de, aproximadamente, R$ 849,00, ou seja, seu valor é em torno de R$ 2,57/Watt (Solar, 2020). O painel pode ter perdas de rendimento (kW) anuais e a expectativa de vida útil e durabilidade depende da garantia de cada fabricante. Entretanto, sua vida útil média é de 25 anos (Energia, 2020) e perdas de rendimento anuais na faixa do 0,8% (Araújo, 2017).

Para investigar a viabilidade financeira do investimento diante das diferentes alternativas tarifárias, utilizam-se o *Payback* descontado e o Valor Presente Líquido. O *Payback* descontado representa o tempo necessário para que o custo de instalação se pague e, a partir de então, comece a dar lucro para o proprietário (Solar, 2019). Ele considera o valor do dinheiro no tempo, corrigindo-o por meio de um índice. O índice de correção usado foi a inflação energética. A inflação energética é a inflação aplicada ao custo da eletricidade, ou seja, o aumento do preço da tarifa de energia elétrica em um determinado período (GreenVolt, 2019). Baseada na média histórica dos últimos quatorze anos de 2003 a 2017, a inflação energética foi de 7,34% ao ano (Araújo, 2017).

Já o Valor Presente Líquido (VPL) é o somatório de todo valor do fluxo de caixa, nesse caso a conta de energia, da vida útil do projeto descontado com o investimento inicial (Content, 2018). Para o cálculo do VPL, deve-se considerar uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A TMA é a taxa de juros máxima que um devedor se propõe a pagar ao realizar um financiamento ou a taxa de retorno mínima que um investidor exige para aceitar fazer um investimento (Content, 2018). Para este caso, considera-se a TMA igual a Selic apurada em maio de 2020, que foi de 3%.

Observe a tabela 5 com os dados iniciais para o cálculo do *payback* e seu resultados evidenciados na tabela 6.

Tabela 5. Dados Iniciais

Investimento	R$ 35.097,04
TMA (Selic)	3,00% a.a
Tarifa Residencial	R$ 0,63018 / kWh
Inflação Energética	7,34% a.a
Potência do gerador solar	8,28 kWp/dia
Perdas de Rendimento	0,8% a.a
Duração do Projeto	25 anos

Fonte: Autoria própria

Tabela 6. Retorno de Investimento

	Payback Descontado	VPL 25 anos
Alternativa 0	5 anos	R$ 216.578,11
Alternativa 1	6,73 anos	R$ 146.109,07
Alternativa 2	7,28 anos	R$ 131.008,56
Alternativa 3	8,04 anos	R$ 113.391,30
Alternativa 4	9,12 anos	R$ 93.257,29
Alternativa 5	11,96 anos	R$ 58.022,77

Fonte: Autoria própria

Percebe-se através da Tabela 6 que o retorno do investimento ocorreria, inicialmente, em 5 anos com o atual sistema de compensação, alternativa 0. Com as modificações para cobrança das tarifas de transporte, o tempo de recuperação do investimento aumentaria gradativamente, chegando a aproximadamente 12 anos quando se considera a alternativa 5. O mesmo resultado é observado para o VPL, havendo uma diminuição gradual à medida que se consideram diferentes opções com maior cobrança dos custos de transporte.

Para demonstrar claramente o aumento dos custos de transporte a serem pagos pelo proprietário da GD, a Tabela 7 representa o somatório dos gastos com cada um dos componentes tarifários ao longo de 25 anos considerando cada alternativa. Observa-se um aumento em cada uma das alternativas, o qual se reflete no VPL mostrado anteriormente. É conveniente lembrar que a alternativa 0 não entra em nenhum pagamento de transporte, e por isso não foi mostrada na Tabela 7. Enquanto estes valores refletem uma despesa maior do produtor, para a concessionária representam maior receita advinda da cobrança das tarifas de transporte, representando uma remuneração mais próxima da realidade dos custos de operação do sistema elétrico.

Tabela 7. Gastos com tarifação durante 25 anos

		A1 (R$)	A2 (R$)	A3 (R$)	A4 (R$)	A5 (R$)
TUSD	FIO B	111.205,52	111.205,52	111.205,52	111.205,52	111.205,52
	FIO A	0	23.829,75	23.829,75	23.829,75	23.829,75
	ENCA.	0	0	27.801,38	27.801,38	27.801,38
	PERD.	0	0	0	31.773,01	31.773,01
TE	ENCA.	0	0	0	0	55.602,76
TOTAL		111.205,52	135.035,28	162.836,66	194.609,67	250.212,43

Fonte: Autoria própria

6. CONCLUSÕES

Conclui-se que as discussões sobre as modificações no sistema de compensação são necessárias. Por meio de um simples exemplo de uma planta fotovoltaica residencial vimos que os subsídios presentes nas tarifas de transporte criam distorções no mercado elétrico e terminam recaindo sobre os usuários não-produtores do sistema elétrico por meio da CDE. Assim, as atualizações regulatórias são necessárias e devem ser discutidas com toda a sociedade de forma a reduzir as distorções e manter a atratividade do mercado de geração distribuída.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a FAPEMA (Fundação de Amparo a Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão) e ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro durante a execução deste trabalho.

REFERÊNCIAS

ANEEl (2004). *Resolução Normativa Nº 77/2004*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf. Acessado: 07 jun. 2020.

ANEEL (2012). *Resolução Normativa Nº 482*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acessado: 09 mar. 2020.

ANEEL (2015a). *Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)*. disponível em: https://aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false. Acessado: 31 ago. 2020.

ANEEL (2015b). *Entendendo a Tarifa*. disponível em: https://aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa?p_p_id=101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2. Acessado: 30 mar. 2020.

ANEEL (2015c). *Resolução Normativa Nº 687*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acessado: 09 mar. 2020.

ANEEL (2016a). *Detalhes sobre os Subsídios Tarifários pagos pela CDE*. disponível em: https://aneel.gov.br/conta-subsidio-tarifario. Acessado: 31 ago. 2020.

ANEEL (2016b). *Geração distribuída amplia número de conexões em 2015*. disponível em: http://aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90. Acessado: 29 abr. 2020.

ANEEL (2016c). *Outorgas e Registros de Geração*. disponível em: https://bit.ly/3jEQeRi. Acessado: 28 ago. 2020.

ANEEL (2016d). *Resolução Normativa Nº 745/2016*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf. Acessado: 07 jun. 2020.

ANEEL (2017a). *Resolução Normativa Nº 775/2017*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf. Acessado: 29 abr. 2020.

ANEEL (2017b). *Resolução Normativa Nº 786/2017*. disponível em: http://aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf. Acessado: 29 abr. 2020.

ANEEL (2019a). *Micro e Minigeração Distribuída: Proposta em Audiência Pública*. disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgS0Bmp8&feature=youtu.be. Acessado: 23 mar. 2020.

ANEEL (2019b). *Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública*. disponível em: https://bit.ly/3lJHOtp. Acessado: 23 mar. 2020.

ANEEL (2019c). *Subsídio Tarifário*. disponível em: https://bit.ly/3gRgRAB. Acessado: 31 ago. 2020.

ANEEL (2020). *O que é a CDE?* disponível em: http://aneel.gov.br/arquivos/PDF/O%20%20que%20é%20a%20CDE1.pdf. Acessado: 31 ago. 2020.

Araújo, A.E.L. (2017). *Projeto Conceitual de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de Distribuição*. Universidade Federal do Maranhão.

Bezerra, F.D. (2019). *Micro e Minigeração Distribuída*. disponível em: https://bnb.gov.br/documents/80223/5577175/87_Energia.pdf/4bc4d076-3e0a-ff60-373e-85ea020e585a. Acessado: 18 abr. 2020.

Brasil (1996). *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.* disponível em: http://planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acessado: 07 jun. 2020.

Brasil (2016). *Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.* disponível em: http://planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm. Acessado: 07 jun. 2020.

Content, R. (2018). *Payback descontado: o que é e como calculá-lo*. disponível em: https://rockcontent.com/blog/payback-descontado/. Acessado: 07 jun. 2020.

do Micro Inversor, C. (2019). *Atualizado – Mudanças nas Regras de Compensação de Energia Solar Fotovoltaica*. disponível em: https://bit.ly/3jEA2iI. Acessado: 13 abr. 2020.

Energia, S. (2020). *Kit de Energia Solar: Qual a Vida Útil dos Equipamentos?* disponível em: https://solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/. Acessado: 15 abr. 2020.

GreenVolt (2019). *Inflação energética – Entenda o que é e como se proteger*. disponível em: https://bit.ly/2QKsWwT. Acessado: 07 jun. 2020.

Sauaia, R. and Koloszuk, R. (2019). *Admirável Energia Solar*. disponível em: https://absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/admiravel-energia-nova.html. Acessado: 18 abr. 2020.

Solar, P. (2020). *Painel Solar: Preços e Custos de Instalação*. disponível em: https://portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html. Acessado: 11 abr. 2020.

Solar, W.S.E. (2019). *Tempo de retorno do investimento em energia solar*. disponível em: https://bit.ly/3gLqnFm. Acessado: 15 abr. 2020.