

A Regulação Brasileira de Geração Distribuída Aplicada em Diferentes Estados e Distribuidoras

Maressa Tuponi Santos* Raquel L. Mattos*
Nicolas M. X. D. Laport* Marcio Z. Fortes*
Flavio G. R. Martins*

**Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET)
Universidade Federal Fluminense (UFF)
Niterói-RJ, Brasil
(e-mail: maressats@id.uff.br)*

Abstract: This article presents the state of the art of distributed generation (DG) regulation in Brazil. For this, a critical study will be carried out on the interpretation of regulation by distributors in the Southeast region of Brazil. We highlight the differences between the connection processes, the taxes levied on the energy tariff and on the TUSD (tariff for the use of the distribution system) of customers with DG and the collection of a minimum consumption of 100 kWh. This study portrays how the different views and interpretations of regulation affect the market, both for customers and for companies in the energy business. As support for the assessment will be used energy bills from consumers with distributed generation from three different power suppliers located in the states of Rio de Janeiro, Minas Gerais, and São Paulo. In this way, a more assertive and comparative analysis will be presented, based on the premise of the current regulation of the Brazilian electricity sector in 2021. As a result, the existence of different interpretations of the regulatory standards between the EPD was verified. Two out of three studied EPD charge tax on the TUSD portion of the energy tariff, one of the distributors does not inform in its invoice the customer's energy credits and one distributor requires the physical delivery of all documentation necessary for the connection process.

Resumo: Este artigo apresenta o estado da arte da regulação da geração distribuída (GD) no Brasil. Para isso, será realizado um estudo crítico relativo à interpretação da regulação pelas distribuidoras da região Sudeste do Brasil. Destacam-se as diferenças entre os processos de conexão, os impostos cobrados na tarifa de energia e na TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) dos clientes com GD e a cobrança do consumo mínimo de 100 kWh. O artigo também retrata como essas diferentes visões e interpretações da regulação afetam o mercado, tanto para os clientes como para as empresas do ramo. Como respaldo à avaliação, serão utilizadas faturas de energia de consumidores com geração distribuída de três diferentes concessionárias de energia elétrica localizados nos estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo. Desta forma, será apresentada uma análise mais assertiva e comparativa, tendo como premissa o embasamento da regulamentação vigente do setor elétrico brasileiro em 2021. Como resultado da pesquisa comprovou-se a existência de diferentes interpretações das normas regulamentadora entre as distribuidoras. Destaca-se que duas das três distribuidoras estudadas cobram imposto sobre a parcela da TUSD da tarifa de energia, uma distribuidora não informa em sua fatura os créditos de energia do cliente, e uma distribuidora exige a entrega física de toda a documentação necessária para o processo de conexão.

Keywords: Distributed power Generation; energy consumption, energy resources; power system economics; power generation economics; electricity supply industry regulation; governmental factors.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Sistemas de Distribuição; Consumo de Energia; Regulação de Energia; Distribuidoras de Energia; Consumidor de Energia; Consumidores Cativos.

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro apresentou por muitos anos, entraves para a viabilização de produção de energia elétrica de micro e mini geradores conectados à rede de distribuição. Até 2012 haviam apenas 22 mini/micro produtores conectados à rede de distribuição, conforme a Tabela I.

Um dos principais motivos para isto é a complexidade das leis que regulamentavam o setor para a conexão de geradores à rede elétrica visando a comercialização de energia, inclusive com requisitos contratuais considerando exigências em relação ao quantitativo gerado. Dessa forma, esse tipo de mercado acabava sendo inviabilizado para os pequenos produtores, fazendo com que muitos utilizassem o recurso gerado apenas para o consumo próprio (Rondina et al.,2016).

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico brasileiro, foi responsável por reformular as tratativas relativas às conexões de usinas no sistema elétrico do Brasil, com a publicação da Resolução Normativa N° 482 (BRASIL, 2012), que estabelece as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, junto a outras diretrizes e responsabilidades. Após a implantação da regulação, o número de conexões cresceu exponencialmente, chegando a 213.390 conexões em 2020, conforme Tabela I. Atualmente, existem 1.198.324 unidades consumidoras que possuem geração distribuída (GD) e/ou recebem créditos de energia gerados a partir da GD, totalizando uma potência instalada de 10.206 GW (ANEEL, 2022).

TABELA I
QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÕES, UNIDADES CONSUMIDORAS E DE POTÊNCIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ano	Quantidade Conexões	Unidades Consumidoras	Potência (kW)
2022	102.787	128.942	954.301,21
2021	421.061	529.864	4.158.109,64
2020	224.133	286.741	2.828.006,40
2019	124.070	164.437	1.581.553,21
2018	36.051	47.398	434.711,33
2017	13.949	29.686	162.415,84
2016	6.717	7.712	65.467,97
2015	1.458	3.112	17.032,60
2014	305	332	2.795,68
2013	58	71	1.493,46
2012	6	7	467,22
2011	7	11	101,00
2010	6	7	40,02
2009	2	2	23,20
2008	1	2	25,00
<i>Total</i>	930.611	1.198.324	10.206.543,78

Além do órgão regulamentador brasileiro definir os novos padrões simplificados de projetos para as interconexões, a reestruturação ocorreu também em termos de regime tarifário ao qual a nova categoria de geradores estaria submetida. Conforme Gucciardi et al. (2017), as gerações em pequena escala podem ser conectadas sem a obrigatoriedade de integrarem o mercado de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), diferentemente das demais modalidades de geradores. Para o enquadramento como GD, a regulação não permite a comercialização da energia produzida. Portanto, o principal foco dos mini e micro geradores é suprir o consumo próprio. A partir de 2012, a regulação permitiu a implantação de um sistema de créditos de energia, em que a energia excedente produzida é contabilizada pela distribuidora e disponibilizada ao gerador em um formato de créditos, que podem ser acompanhados na própria fatura de energia e podem ser consumidos em até 60 meses (BRASIL, 2012).

Muitas das linhas de pesquisas relacionadas ao tema de GD são direcionadas aos aspectos técnicos envolvidos na nova caracterização dos sistemas de distribuição com a introdução de elementos ativos em diferentes pontos da rede elétrica. Este assunto desperta o interesse tanto no âmbito nacional quanto no internacional, em Razavi et al. (2019) os autores realizaram uma revisão sobre os impactos da (GD) nos sistemas de proteção e desafios para a regulação de tensão

com a elevada penetração de GDs, apresentando como soluções métodos de controle inteligentes e baseados em eletrônica de potência. Ainda neste sentido, em De Lima Vianna et al. (2018) foram retratados os impactos para o planejamento energético do setor elétrico, considerando as dificuldades para a previsão de redução anual de consumo nas subestações, cálculos de perdas de energia e possíveis violações de tensão.

Entretanto, não somente as questões técnicas são relevantes quando se refere à modalidade de GD. Garcez em Gucciardi et al. (2017) se propôs a descrever sobre o contexto político em torno da GD no Brasil, avaliando os mecanismos da regulação vigente e realizando ao fim uma abordagem econômica, utilizando regressão linear para demonstrar que as elevadas tarifas de energia elétrica são importantes para viabilizar os projetos de clientes e que a aplicação do imposto estadual Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) reproduz efeitos negativos na decisão final.

Em Assad et al. (2018), os autores abordam sobre os cenários e perspectivas futuras da geração distribuída no Brasil, destacando os diferentes fatores que influenciam para o seu crescimento, como tarifas de energia cada vez mais elevadas e a existência de incentivos fiscais, por exemplo. Adicionalmente, em Kawai Jr et al. (2015) identificam-se ainda algumas lacunas na regulação em vigência de GD, havendo nela incapacidade para estímulos financeiros mais significativos como a possibilidade de venda ou desconto pelo custo evitado da concessionária relativo à energia excedente que está sendo injetada pelo consumidor, conforme ocorrido a partir de 1978 nos EUA.

Nesse sentido, este trabalho se propõe a avaliar como as diferentes interpretações da regulação de GD vigentes no Brasil podem afetar os clientes que usufruem e os que almejam este benefício. Para isso, realiza-se uma descrição do estado da arte atual da regulação e às políticas de incentivos no Brasil e uma breve comparação com o cenário em diferentes países incentivadores da GD. Também apresenta-se um estudo de caso onde analisam-se as faturas de energia de três diferentes consumidores, conectados a três diferentes distribuidoras localizadas na região sudeste do Brasil, a fim de verificar as diferenças entre as tarifas, os impostos, e o processo de conexão em cada uma das áreas de concessão destas distribuidoras.

2. VISÃO GERAL DA REGULAÇÃO DE GD NO MUNDO

A GD apresenta inúmeros desafios ao setor elétrico, podendo citar o desafio técnico associado à operação da rede ao se conectar geradores intermitentes, como incentivar economicamente à geração de energias renováveis e por fim, pode-se citar a complexidade de formular um sistema regulatório que possa, de maneira eficiente e justa, regulamentar a GD.

As experiências internacionais de alguns países com relação a estas questões estão apresentadas nos sub-itens seguintes.

2.1 América Latina

O Uruguai foi o primeiro país da América Latina a adotar uma política de distribuição de energia, onde o que mais chama a atenção é que foi possível vender a energia produzida pelos usuários, gerando assim uma renda extra, pelo mesmo valor do kWh cobrado pelas distribuidoras, além de alguns incentivos fiscais como a possibilidade de isenção do imposto sobre renda e atividades (IRAE), imposto sobre fortuna, entre outros (Santamaria et.al., 2014).

O México aborda a questão da mini e micro GD de forma bastante similar ao Brasil. Os pequenos produtores são impedidos de vender a energia produzida excedente, passando a adotar desde 2008 o sistema de créditos de energia. Entretanto, para se conectar à rede, é necessário firmar um contrato com a comissão Federal de Eletricidade (CFE) (Santamaria et.al., 2014).

Assim de forma semelhante ao Uruguai, foi implantada a lei #1715/2014 na Colômbia possibilitando os usuários de venderem seus excedentes de energia às distribuidoras além de os dividirem em autogeradores em: pequena escala (produção de até 1 MW) e grande escala (produção maior que 1 MW) (FERREIRA et al., 2019). Já em fevereiro de 2018, a Comissão Reguladora de Energia e Gás (CREG) emitiu a resolução #30/2018 onde estabelece as condições para a venda da energia excedente para geradores de pequena escala e de geradores de grande escala que produzem até 5 MW (CREG et. al., 2018).

2.2 Europa

Em relação à Europa, pode-se citar que a Alemanha e a Dinamarca estão entre os países pioneiros ao promover o uso de tecnologias sustentáveis através do pagamento de uma tarifa fixa pela energia injetada.

A Alemanha, Dinamarca e Suécia possuem sistema de distribuição descentralizados com grande número de distribuidoras, facilitando assim a conexão de mais unidades geradoras. A Alemanha é o país, dentre estes, que possui as condições de conexão mais atrativas, onde o usuário de GD renovável não é cobrado por qualquer expansão da rede de distribuição e o mesmo possui prioridade de conexão e acesso à rede. Já a Suécia é o país, dentre os mencionados, que possui condições de conexão menos atrativas, onde as distribuidoras possuem a obrigação de conectar as plantas geradoras, mas não são responsáveis pelos custos de expansão da rede, recaindo sobre o primeiro usuário que deseja se conectar. Então, os usuários que não possuem GD são mais afetados na Alemanha e na Dinamarca, uma vez que os custos para a expansão da rede é dividido entre todos os usuários através de cobranças nas tarifas de energia (Anaya et. al., 2015).

2.3 Estados Unidos

A expansão da GD nos Estados Unidos se dá em função de várias políticas, como benefício fiscal federal, incentivo estatal e modelos de financiamento privados. De acordo com o Centro de Tecnologia de Energia Limpa da Carolina do

Norte, 42 estados americanos e o Distrito de Columbia reestruturaram as leis envolvendo GD, como diminuindo a compensação pela injeção de energia na rede, aumentando-se taxas fixas para a manutenção da rede que não podem ser compensados, migração para tarifas time-of-use (TOU) onde varia-se o preço da energia gerada de acordo com o período do dia (Lowder et. al., 2017).

As inovações nos modelos financeiros e de negócios tem se proliferado nos Estados Unidos como forma de obter vantagens políticas e dos preços regionais de energia envolvendo a GD. Isso fez com que surgissem projetos como sistemas solares compartilhados, a utilização de propriedade de terceiros, securitização, entre outros (Lowder et. al., 2015).

3. A REGULAÇÃO DA GD NO BRASIL

3.1 Contextualização Histórica

Um dos marcos iniciais para o processo de reestruturação do sistema elétrico brasileiro foi a publicação da Lei Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, com incumbências aos prestadores de serviços públicos para a adequação e melhoria ao atendimento dos usuários. Este novo modelo proporcionou mudanças de cunho institucional e regulatório no setor elétrico, sendo ainda importante para o desenvolvimento do ramo (Martins et. al., 2020).

Outras propostas de lei foram realizadas ao longo dos anos, como o Projeto de Lei nº 630 de 2003 (Gouveia, 2003), que visava a criação de uma política de incentivos aos projetos de energia renovável no país. Para isso, seria constituído um fundo especial com o objetivo de financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica, considerando como fontes primárias a energia eólica e solar. Entretanto, esse importante projeto não prosseguiu para a implementação por indeferimento de autoridades competentes.

Em 2004, aprovou-se a Resolução Normativa Nº 77 da ANEEL com o objetivo de reduzir as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição direcionadas aos empreendimentos com geração advinda de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou hidroelétrico em sistemas menores ou iguais a 30 MW, representando um avanço aos incentivos para uso de fonte renováveis.

Somente oito anos após, mais especificamente no dia 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL, propiciando benefícios aos pequenos geradores. Inicialmente, apenas as gerações limitadas a 1 MW, que utilizavam de fontes hidrelétricas, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, estariam englobadas nesta resolução. Outro grande avanço foi a implantação do sistema de créditos para a energia excedente produzida, para futura compensação da energia elétrica gerada em relação ao consumo da unidade geradora, podendo os créditos serem utilizados em até 36 meses.

Por ter representado um elevado grau de aderência dos consumidores no país, outras atualizações e adequações foram ainda realizadas ao longo dos anos. Pode-se citar a Resolução Normativa N° 687 de 2015, que altera a Resolução Normativa N° 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, com contribuições como ampliação do limite de potência instalada a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica e o aumento do prazo para utilização dos créditos de energia de 36 para 60 meses. Alguns outros critérios foram ainda modificados pela Resolução Normativa N° 786 de 2017, que enquadra também as fontes hídricas nos critérios de potência instalada menor ou igual a 5 MW para minigeração distribuída.

3.2 Procedimentos Normativos e Técnicos

Este tópico possui como objetivo a apresentação dos procedimentos normativos e técnicos relativos ao processo de geração distribuída no Brasil, realizando um panorama sucinto sobre as normatizações e resoluções vigentes relacionadas ao tema.

As principais normas e resoluções serão apresentadas nos seguintes subtópicos.

3.2.1 Resolução Normativa n° 414 de 2010

Essa é a resolução responsável por estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, englobando os direitos e deveres dos consumidores e das empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Considerando que a micro ou minigeração distribuída deve se conectar à rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidora (UC), as disposições descritas na Resolução 414 devem ser respeitadas, sendo essa complementar das que tratam de forma mais específica sobre a geração distribuída. Como pontos relevantes, pode-se comentar sobre as definições de prazos para a execução de obras, o cálculo de participação financeira do cliente, os tipos de modalidades tarifárias e os procedimentos de faturamento.

3.2.2 Resolução Normativa n° 482 de 2012

A Resolução Normativa N° 482 de 2012 descreve as condições para o acesso de micro e minigeração distribuída de centrais geradoras de energia elétrica que utilizam de cogeração qualificada ou fontes renováveis aos sistemas de distribuição de energia elétrica. No ano de 2017 foi atualizada pela Resolução Normativa N° 786, passando a se subdividir da seguinte forma:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW.

Outra tratativa do documento se refere ao sistema de compensação de energia elétrica, em que a energia ativa injetada pela UC com GD é cedida à distribuidora, através de um sistema de empréstimo, sendo após isso compensada de acordo com consumo de energia elétrica ativa. Apenas os consumidores cativos podem fazer adesão desse benefício. Com a resolução normativa n° 482, os créditos de energia eram válidos por até 36 meses, e a partir de 2015, com a publicação da resolução normativa n° 687 da ANEEL, os créditos de energia passaram a ser válidos por 60 meses e não podem ser transferidos para outra UC a menos que a UC que detinha os créditos previamente seja desligada.

Esta Resolução Normativa indica, também, as responsabilidades sobre a adequação do sistema de medição para esse novo processo. Para as microgerações, o encargo técnico e financeiro diz respeito à distribuidora, enquanto que para o processo de minigeração os custos de adequação são de responsabilidade do interessado.

3.2.3 Módulo 3 do PRODIST

A revisão 7 do Módulo 3 do PRODIST, em vigor desde 01/06/2017, tem como objetivo a descrição dos procedimentos para o acesso ao sistema de distribuição de acessantes com características de consumidor, gerador, distribuidor, participantes de programas de compensação de energia elétrica e importador ou exportador de energia. O documento está estruturado em 8 tópicos, sendo abordados neste trabalho apenas as seções 3.1 – Procedimento de Acesso, 3.2 - Critérios técnicos e operacionais e 3.7 - Contratos e Acesso de micro e minigeração distribuída.

Ao longo da seção 3.1 estão detalhadas as etapas e prazos para os processos de consulta de acesso e solicitação de acesso, incluindo as informações que devem estar contidas nos mesmos, como as obras de melhorias ou reforços de rede necessários para a conexão da unidade geradora. Destaca-se ainda que nos estudos realizados pelas distribuidoras deve ser considerado o critério de mínimo custo global para definir a alternativa de conexão da central geradora.

A seção 3.2 determina os critérios técnicos das proteções das instalações, faixa de operação de frequência, tensão e fator de potência, correlacionando os estudos básicos de responsabilidade do acessante necessários para viabilizar a conexão, podendo ser ainda solicitado pela distribuidora estudos complementares.

Para aqueles interessados na modalidade de micro e minigeração distribuída, a seção 3.7 detalha as etapas para a viabilização do acesso, incluindo as informações que devem ser enviadas pela distribuidora em resposta a esses pedidos, além dos critérios técnicos e operacionais, dos requisitos de projetos e para a operação, manutenção e segurança da conexão. Ademais, disponibiliza o Formulário de Solicitação de Acesso, dispostos nos anexos II, III e IV da seção 3.7. Cabe ao acessante apresentar as informações necessárias através do anexo correspondente ao seu processo.

3.2.4 Outras normas e/ou documentos

No dia 2 de setembro de 2020 foi assinada pelo presidente da república a Medida Provisória nº 998. As principais alterações que impactam o mercado de geração distribuída são os investimentos em eficiência energética de que trata o art. 1º deverão priorizar iniciativas e produtos da indústria nacional. Além disso, os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de geração de que trata o art. 3º, inclusive a energia de reserva, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos art. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996 e os autoprodutores, esses apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento (Brasil, 2020).

Cabe ressaltar que, além dos procedimentos dos agentes reguladores do setor elétrico, tem-se as normas e padrões técnicos e construtivos de cada distribuidora acessada, que estabelecem as condições de acesso e os critérios técnicos que devem ser respeitados pelas unidades consumidoras com o intuito de garantir que ambos os sistemas, após a conexão, operem de forma segura, garantindo a confiabilidade e qualidade de energia elétrica.

3.3 Estrutura Tarifária

Segundo o Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída com o foco em Sistema de Compensação de Energia Elétrica, publicado em 2014, os impostos e tributos federais e estaduais arrecadados nas tarifas de energia são competências exclusivamente da Receita Federal do Brasil e da Secretaria de Fazenda Estaduais. As principais cobranças são relativas ao ICMS e ao Programa de Integração Social (PIS) / Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (PRODIST, 2016).

Por meio do convênio ICMS 16 (Brasil, 2015a), de 22 de abril de 2015, o Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ) autorizou que os Estados brasileiros concedessem a isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida nos termos do sistema de compensação da Resolução Normativa Nº 482/2012. Anteriormente, com o Convênio ICMS n. 6 de 2013, a alíquota do ICMS deveria incidir sobre a energia consumida mensalmente, desconsiderando a compensação de energia elétrica produzida pelo micro ou minigerador.

De acordo com Art. 8º da Lei 13.169 (Brasil, 2015b), de 6 de outubro de 2015, ficam reduzidas a zero as alíquotas da contribuição para o PIS e COFINS que incidem sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora, sendo essa correspondente ao que a UC injeta na rede de distribuição mais os créditos de energia ativa originados pela mesma.

De acordo com a ANEEL, atualmente a UC conectada na baixa tensão que possui GD, não paga todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada (Micro, 2019). Já as distribuidoras alegam que o sistema atual de

compensação de energia não remunera adequadamente o uso da rede de distribuição.

Em 6 de janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300 denominada marco legal da geração distribuída. Uma das principais contribuições desta lei é a definição de que haverá alterações nos encargos que serão pagos pelos clientes que possuem GD.

As regras atuais permanecem vigentes até 31 de dezembro de 2045 para micro e minigeradores existentes na data de publicação da lei, e para aqueles que protocolarem solicitação de acesso em até 12 meses após a publicação da lei. Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º e o 18º mês contados da data de publicação da lei, as alterações passam a valer partir de 2031. Para os demais, haverá um período de transição entre as tarifas pagas atualmente e as tarifas previstas na nova lei. Durante este período de transição, os valores das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras que possuem GD serão custeadas pela CDE (conta de desenvolvimento energético) (Brasil, 2022).

Conforme o artigo 27 da Lei nº 14.300, a partir de 2023 os novos acessantes pagarão pelos custos associados às componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição (TUSD fio A e TUSD fio B). O percentual subirá gradativamente: 15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; 90% a partir de 2028 (Brasil, 2022).

De forma resumida, para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, haverá incidência, até 2028, de: 100% das componentes tarifárias relativas aos custos de distribuição; 40% das componentes tarifárias relativas aos custos de transmissão; 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética e taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (Brasil, 2022).

Conforme artigo 17 da Lei nº 14.300, o critério final de valoração dos custos e benefícios da geração distribuída ainda será definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que tem até 6 meses para definir as diretrizes, e pela ANEEL que possui até 18 meses para estabelecer a valoração dos cálculos dos benefícios (Brasil, 2022). Desta forma, nos próximos meses ainda haverá discussões sobre o tema, e possibilidades de alteração na valoração da GD.

4. ESTUDO DE CASO: ANÁLISE COMPARATIVA DA REGULAÇÃO SOB O PONTO DE VISTA DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE

Apesar, da existência das normas e regulamentações para a GD, e a existência do agente regulador ANEEL, as

distribuidoras do Brasil não interpretam e aplicam a regulação e as normas de forma coesa. A fim de exemplificar essas diferenças, foram estudadas faturas de energia de cliente com GD de três diferentes distribuidoras, localizadas na região sudeste do país. A Tabela II mostra a localização das distribuidoras, os nomes das distribuidoras e dos clientes não serão expostos pois este não é o objetivo do artigo.

TABELA II
DISTRIBUIDORAS UTILIZADAS NO ESTUDO DE CASO E SUA LOCALIZAÇÃO.

Distribuidora	Estado	Cliente
<i>Distribuidora A</i>	Rio de Janeiro (RJ)	Cliente 1
<i>Distribuidora B</i>	Minas Gerais (MG)	Cliente 2
<i>Distribuidora C</i>	São Paulo (SP)	Cliente 3

Os clientes deste estudo de caso utilizam o sistema de consumo remoto, ou seja, a central geradora está localizada em uma UC e o créditos de energia são consumidos em outras UCs. A central geradora está conectada em média tensão e as unidades consumidoras dos créditos de energia estão conectadas em baixa tensão. Todas as UCs possuem o mesmo CNPJ ou caracterizam-se como filial/matriz.

O primeiro ponto divergente é o modo como as informações são apresentadas nas faturas de energia dos clientes.

As faturas que demonstram com melhor clareza todas as informações referentes aos créditos da GD para o consumidor são as faturas das distribuidoras A e B. Conforme observado nas Figuras 1 e 2, as faturas dessas distribuidoras mostram explicitamente a quantidade de créditos de energia alocados na UC e também possuem o saldo de créditos disponíveis para a UC.

Unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica	
Micro/Mini-Geração	kWh
Energia injetada no ciclo	0
Saldo total de crédito	75.390

Fig. 1 – Quadro de acompanhamento do saldo de créditos do cliente 1 conectado à distribuidora A

Informações Gerais
SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 128,00 kWh FP/Único, 2.107,00 kWh ponta.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.398, de 22/05/2018.
Aos valores registrados deverão ser acrescidos 2,5% de perdas de transformação.
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.
É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações da atividade exercida no local.
Leitura realizada conforme calendário de faturamento JUL/2018 Band. Verm. P2 - AGO/2018 Band. Verm. P2

Fig. 2 - Quadro de acompanhamento do saldo de créditos do cliente 2 conectado à distribuidora B.

As faturas da distribuidora C não demonstram de forma clara a informação dos créditos de energia, inclusive não informa a quantidade de créditos gerados em kWh, apenas informa o valor em reais referente aos créditos de energia, dificultando a conferência dos créditos pelo consumidor

O segundo ponto divergente é a cobrança do ICMS na parcela da tarifa de energia elétrica da TUSD.

A distribuidora A divide a tarifa em 5 componentes: energia elétrica (referente ao custo de disponibilidade para os casos em que a geração foi igual ou maior ao consumo do mês), energia injetada TUSD e energia fornecida TUSD (referente ao custo do uso da rede de distribuição), energia injetada TE (parcela da energia gerada que será compensada no mês) e energia fornecida TE (referente ao custo da energia consumida da rede da distribuidora). A tarifa utilizada para a cobrança da energia elétrica (custo de disponibilidade) é o valor da tarifa cheia, com todos os impostos. A tarifa utilizada para o cálculo da energia injetada TE e a tarifa da energia fornecida TE (que é a energia que a UC consumiu da rede) possuem o mesmo valor. Já a tarifa da energia injetada TUSD não possui incidência de ICMS e a tarifa da energia fornecida TUSD possui ICMS. A Tabela III representa um exemplo de uma fatura de um cliente dessa distribuidora que consumiu e gerou 1.000 kWh. Foi utilizada a tarifa base do mês de agosto de 2018.

A distribuidora B não cobra ICMS sobre nenhuma parcela da TUSD, no caso de a geração ser igual ou maior que o consumo, o cliente pagará apenas o valor referente aos 100 kWh de custo de disponibilidade para ligações trifásicas. Caso o cliente 1 estivesse conectado à distribuidora B, de acordo com a Tabela III, o cliente 1 pagaria apenas R\$ 99,92.

TABELA III
VALORES DAS COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA DA DISTRIBUIDORA A

Parcela da tarifa de energia	Quantidade (kWh)	Valor da tarifa da parcela (R\$)	Valor a ser pago (R\$)
<i>Energia Elétrica</i>	100	0.99917	99.92
<i>Energia Injetada - TUSD</i>	1,000	0.30564	-305.64
<i>Energia Injetada - TE</i>	1,000	0.46962	-469.62
<i>Energia Fornecida - TUSD</i>	1,000	0.44947	449.47
<i>Energia Fornecida - TE</i>	1,000	0.46962	469.62
<i>Total a Ser Pago</i>			243.75

Para a distribuidora C, os valores dos tributos são calculados sobre o valor da energia gerada menos o valor da energia consumida da rede. Para o cálculo de PIS e COFINS é utilizado a somatória da TUSD e TE. Para o cálculo do ICMS é utilizado apenas a TE.

Os cálculos das componentes da tarifa são definidos pela Secretaria da Fazenda e podem ser verificados nas legislações do Confaz 16/2015 que especifica a isenção do ICMS sobre a TUSD e na lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 que trata do cálculo da isenção do PIS e COFINS sobre a energia gerada pela GD.

Conforme a Resolução Normativa nº 687, no faturamento da UC integrante do sistema de compensação de energia elétrica deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo, valor referente a 100 kWh para ligações trifásicas conforme Resolução Normativa nº 1000.

Portanto, a valoração da energia produzida pela GD é diferente em cada uma das distribuidoras apresentadas no estudo. Enquanto a distribuidora A divide as parcelas da energia em TUSD e TE e cobra ICMS sobre a TUSD da energia consumida da rede, a distribuidora B não faz diferenciação entre TE e TUSD, e não cobra ICMS sobre nenhuma parcela da TUSD. A distribuidora C valora de forma igual a energia gerada pela GD e a energia consumida diretamente da rede da concessionária.

Portanto, diferente do discurso de algumas distribuidoras e da motivação apresentada para a revisão da resolução normativa 482, os clientes com GD pagam sim pelo uso da rede (conforme vemos os clientes 1 e 3 que pagam a TUSD).

O terceiro ponto divergente é o processo para solicitar conexão da GD à distribuidora. A distribuidora A exige que toda a documentação técnica seja entregue impressa, sendo presencialmente no escritório da concessionária ou sendo enviada por correio. Na distribuidora B a documentação é enviada pela agência virtual. Já na distribuidora C, a documentação é enviada por e-mail.

6. CONCLUSÕES

A publicação da resolução normativa 482 possibilitou um grande avanço para o mercado de geração distribuída no Brasil, representando um aumento de conexões de unidades consumidoras com GD de 93% em 2013. O mercado foi ainda mais consolidado com a publicação da resolução 687 em 2015 e da 786 de 2017.

Quando comparado a países pioneiros como Alemanha e Dinamarca, o Brasil ainda tem muito o que avançar em seus incentivos fiscais e regulação, entretanto, se comparado aos Estados Unidos e outros países da América Latina, podemos considerar a regulação brasileira como exemplo, uma vez que tem se adaptado com o tempo às exigências do mercado e tem-se inspirado nos países pioneiros para melhoria da regulação da GD.

Apesar da existência das resoluções normativas e do órgão regulador, o mercado da GD no Brasil ainda não funciona de forma coesa. Observa-se diferenças significativas na interpretação e aplicação da regulação por parte das diferentes distribuidoras do país.

Conforme apresentado no estudo de caso, observou-se diferença no modo como as distribuidoras apresentam os dados e informações nas faturas de energia dos clientes. Outro ponto é a divergência na cobrança do ICMS na parcela da TUSD da tarifa. Algumas distribuidoras fazem essa abertura das parcelas da tarifa e outras não. O terceiro ponto observado é a diferença no processo de conexão da GD. Nas distribuidoras do Rio de Janeiro, é necessário levar os

documentos impressos até o escritório (ou enviar os documentos impressos via correio). Na distribuidora de Minas Gerais, o processo é feito através da agência virtual. Na distribuidora de São Paulo os documentos são entregues via e-mail.

Muitos outros procedimentos diferem entre as distribuidoras e que não foram abordados neste artigo, tais como o tempo de duração do andamento processo, desde a solicitação de acesso até a conexão, a parcela de participação financeira do cliente nas obras de adequação de rede, etc. O documento (KISSE, 2015) mostra que a falta de padronização entre as distribuidoras é de conhecimento do órgão regulamentador. Essa falta de padronização afeta os clientes que porventura tenham unidades consumidoras em diferentes estados e profissionais que trabalham na área. Faz-se necessário um trabalho para que haja uma padronização dos procedimentos e da interpretação da regulação, que deve ser uma só.

REFERÊNCIAS

- ANAYA, Karim L.; POLLITT, Michael G. Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries. *Energy Policy*, v. 85, p. 475-486, out. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.017>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- ANEEL. Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica. 31. Mar. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acessado em: 10 abr. 2022.
- ASSAD, Vinicius Cypriano Doelinger; BATISTA, Oureste Elias. Scenario and perspective of distributed generation in Brazil. In: 2018 SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS (SBSE) [VII BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEMS SYMPOSIUM (SBSE)], 2018, Niteroi. 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE) [VII Brazilian Electrical Systems Symposium (SBSE)]. [S. l.]: IEEE, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/sbse.2018.8395706>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- BRASIL. Medida Provisória Nº 998. 1 set. 2020. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Mpv/mpv998.htm. Acesso em: 21 dez. 2021.
- BRASIL. Ministério da Economia. Convênio nº 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 20 dez. 2021.

- BRASIL. Presidência da República. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 20 dez. 2021.
- BRASIL. Poder Legislativo. Marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Lei n.º 14.300, 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 16 abr. 2022.
- CREG, Comision de Regulacion de Energia y. Gas. Resolución N° 30. Maio 2018. Disponível em: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf). Acesso em: 20 dez. 2021.
- DE LIMA VIANNA, Priscila et al. A General Analysis of the Distributed Generation Impact on Electrical Energy Planning. In: 2018 53RD INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC), 2018, Glasgow. 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). [S. l.]: IEEE, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/upec.2018.8542020>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- FERREIRA, Rafael et al. Electrical Expansion in South America: Centralized or Distributed Generation for Brazil and Colombia. IEEE Power and Energy Magazine, v. 17, n. 2, p. 50-60, mar. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2884113>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- GOUVEIA, Roberto Gouveia. PL 630/2003. 2 abr. 2003. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=109513>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- GUCCIARDI GARCEZ, Catherine. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. Utilities Policy, v. 49, p. 104-115, dez. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- KAWAI JUNIOR, Mikio et al. Distributed generation in Brazil: Advances and gaps in regulation. IEEE Latin America Transactions, v. 13, n. 8, p. 2594-2601, ago. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/tla.2015.7332137>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- KISSE, Johannes. PROCESSO: 48500.004924/2010-51 (VOLUME 9). 6 abr. 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proc.%2048500.004924-2010-51%20-%20Vol.09.pdf>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- LOWDER, Travis; SCHWABE, Paul; ZHOU, Ella. Historical and Current U.S. Strategies for Boosting Distributed Generation. Ago. 2015. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64843.pdf>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- LOWDER, Travis; ZHOU, Ella; TIAN, Tian. Evolving Distributed Generation Support Mechanisms: Case Studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia. Mar. 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67613.pdf>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- MARTINS, Marcos Aurelio Izumida; FERNANDES, Rubiapiara; HELDWEIN, Marcelo Lobo. Proposals for Regulatory Framework Modifications for Microgrid Insertion—The Brazil Use Case. IEEE Access, v. 8, p. 94852-94870, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2991961>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- MICRO e Minigeração Distribuída: Proposta em Audiência Pública. 23 jan. 2019. 1 vídeo (11 min 7 s). Publicado pelo canal Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgS0Bmp8>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- PRODIST - Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. 7 jul. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-2>. Acesso em: 21 dez. 2021.
- RAZAVI, Seyed-Ehsan et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 105, p. 157-167, maio 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- RONDINA, J. M.; MARTINS NETO, L.; ALVES, M. B. Technology Alternative for Enabling Distributed Generation. IEEE Latin America Transactions, v. 14, n. 9, p. 4089-4096, set. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/tla.2016.7785938>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- SANTAMARIA, F.; HERNANDEZ, J.; TRUJILLO, C. L. Regulation on distributed generation: Latin American Case. In: 2014 IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - LATIN AMERICA (PES T&D-LA), 2014, Medellin, Colombia. 2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA). IEEE, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/tdc-la.2014.6955274>. Acesso em: 20 dez. 2021.