

## **O NOVO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E A VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PROJETOS DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

**MARIANA DE MELLO DUARTE**

ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA LUIZ DE QUEIROZ - ESALQ

**FERNANDA TEIXEIRA FRANCO RIBEIRO**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS (UFLA)

## O Novo Marco Legal da Geração Distribuída e a Viabilidade Econômica dos projetos de minigeração fotovoltaica

### Introdução

O mundo enfrenta hoje um enorme desafio, que consiste em realizar a transição energética para uma matriz mais limpa e renovável e contribuir, assim, para a consecução das metas de redução de emissões de gases de efeito estufa – GEE – definidas no Acordo de Paris em 2015. O *Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC – estima que, para limitar o aquecimento global à menos 1,5 °C ou muito abaixo de 2°C, será necessário reduzir as emissões mundiais de CO<sub>2</sub> em 45% até 2030 (IPCC, 2021). Atingir esses objetivos implica em modificar drasticamente os padrões econômicos de produção e consumo atuais, principalmente nos setores mais intensivos em carbono, como o setor energético (IEA, 2019).

Concomitantemente, sabe-se que a população mundial e o PIB global tendem a continuar crescendo ao longo dos próximos anos e, juntamente com eles, crescerá também a demanda por energia (IEA, 2021). Mesmo com os efeitos recessivos da pandemia em 2020, a reabertura dos países e os investimentos na economia devem trazer o consumo energético para um nível acima do pré-pandêmica, sendo necessária uma forte expansão da oferta de energia (IEA, 2021).

Uma das estratégias para conciliar o aumento da oferta energética e a redução de emissões de GEE, é o investimento em fontes renováveis de energia (IRENA, 2016). Nos últimos anos, o mundo presenciou um aumento importante na participação dessas fontes na matriz elétrica (Markard, 2018). E um dos caminhos para aumentar a contribuição das renováveis em nossa matriz é por meio do incentivo aos empreendimentos de geração distribuída (GD) centrais geradoras de até 5MW de potência que são instaladas junto aos centros consumidores (Pompermayer, 2018).

No Brasil, o crescimento dessa modalidade de geração foi de 316% nos últimos dois anos, chegando a atingir cerca de 5% da capacidade instalada de geração do país (MME, 2022). Além de ser um mercado que promove a diversificação e descarbonização da matriz energética, ele também movimenta a economia. Apenas o setor de energia solar fotovoltaica, por exemplo, recebeu mais de R\$ 74,6 bilhões em investimentos e gerou mais de 420 mil novos empregos entre 2012 e 2021 (ABSOLAR, 2022).

No contexto da regulação do mercado de GD, foi sancionada, em 06 de janeiro de 2022, a lei nº 14.300, mais conhecida como o “Novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída” (MME, 2022). Até então, esse mercado era regido pelas resoluções normativas nº 482 e nº 687 da Aneel. Tais resoluções criaram as diferentes modalidades para os consumidores produzirem a própria energia e estabeleceram o sistema de compensação de créditos, que corresponde à equivalência entre a energia gerada e injetada na rede de distribuição e respectivos descontos na fatura de energia.

De acordo com as resoluções da Aneel vigentes, o cliente que possui GD, pode conectar seu sistema na rede da concessionária de energia elétrica e injetar o excedente da geração sem arcar com nenhum encargo a mais por utilizar a infraestrutura de distribuição (ANEEL-B, 2012). Com o novo Marco Legal, as condições de conexão mudam: percentuais das componentes tarifárias passarão a incidir sobre a energia elétrica ativa injetada na rede (BRASIL, 2022), o que impacta na viabilidade econômica desses empreendimentos e pode, conseqüentemente, desacelerar o desenvolvimento do mercado de geração distribuída a partir de fontes renováveis (Bezerra, 2022).

Sabe-se que um dos fatores fundamentais na definição sobre o prosseguimento de um projeto é a sua viabilidade econômica (Assaf Neto, 2019). Dada a relevância do tema e esse novo cenário proporcionado pelo Marco Legal, esse trabalho busca analisar criticamente as

mudanças que devem ocorrer nos projetos de mini GD fotovoltaica brasileira a partir do Novo Marco Legal sob a ótica da viabilidade econômico-financeira.

## **Material e Métodos**

A pesquisa realizada tem o objetivo descritivo, uma vez que explorou um assunto já conhecido: a viabilidade econômica de projetos de minigeração distribuída fotovoltaica, porém, agora, analisando o que muda sob as novas regras do Marco Legal. A natureza dos dados utilizados é quantitativa, já que foram utilizados dados numéricos e métodos exatos.

O delineamento da pesquisa foi por meio do estudo de caso de dois projetos reais de usinas de minigeração solar fotovoltaica projetadas para operar sob o regime de compensação de créditos vigente e comparou a viabilidade econômica atual com uma situação hipotética: o mesmo empreendimento submetido às regras da Lei 14.300.

As duas usinas cujos dados foram utilizados no estudo de caso foram projetadas para serem instaladas no Distrito Federal (DF) na área de concessão da distribuidora Neoenergia Brasília para dois investidores diferentes. Ambas são usinas instaladas em solo, em área rural, mas cujos créditos de geração seriam aproveitados por clientes cujas unidades consumidoras (UC) estão instaladas em área urbana, onde a tarifa de energia é mais cara.

A modalidade de compensação de créditos é, para uma das usinas, por meio de geração compartilhada e para a outra usina, por meio de autoconsumo remoto. Na geração compartilhada, um consórcio de clientes beneficiários, ou clientes finais, é registrado na distribuidora. Esse consórcio contém as respectivas porcentagens que cada cliente receberá da geração total da usina, a cada mês. Com base nessa informação, a concessionária contabiliza o montante de energia a ser compensado em cada UC e emite as faturas com os descontos no valor final.

Para que seja mais vantajoso para um cliente receber uma fração da geração da usina ao invés de simplesmente pagar sua conta de luz, é preciso oferecer um desconto no preço da energia. Para os projetos em questão, considerando a bandeira verde e a tarifa sem tributos, o desconto oferecido é de 10% em relação ao valor pago à concessionária. O investidor da usina, então, capitaliza em cima dos contratos que cada cliente beneficiário assina e que pode durar ao longo de toda a vida útil do projeto, que é de 25 anos.

Já no autoconsumo remoto, o próprio titular da usina, que comumente é o investidor do empreendimento, utiliza os créditos provenientes da energia gerada para abater o consumo de uma ou mais unidades consumidoras que estejam sob a sua titularidade. De modo análogo ao que ocorre na geração compartilhada, é preciso garantir a percepção de um valor mais atrativo do que o cobrado pela concessionária. Esse desconto para o segundo projeto também foi estimado em 10%.

Para realizar o estudo de caso, foram coletados dados secundários junto a empresa responsável pelo projeto dos empreendimentos. A Grund Engenharia, empresa parceira fornecedora dos dados, possui mais de 10 anos de experiência no setor elétrico, atuando nas áreas de eficiência energética e geração de energia a partir de fontes renováveis, destacando-se os projetos de GD solar fotovoltaica. Além de projetar as plantas geradoras, a Grund auxilia o investidor nas tomadas de decisão relacionadas às linhas de crédito disponíveis no mercado, ao modelo de negócios do empreendimento, à aquisição dos equipamentos e à execução e manutenção das usinas.

As informações necessárias para realização dos estudos de viabilidade foram requeridas à empresa parceira e, após uma análise sobre o sigilo dos dados, as informações autorizadas foram compartilhadas para duas usinas. Os dados incluem a potência instalada e a expectativa de geração dos empreendimentos, investimento inicial total, a participação do preço dos

equipamentos no valor total, a modalidade de compensação dos créditos e a parcela do investimento a ser financiada.

Os dados foram utilizados em um modelo de análise de viabilidade econômica construído para este estudo. O modelo conta com três fluxos de caixa elaborados para os mesmos dados de entrada. Um deles se baseia nas regras vigentes das resoluções nº 482 e nº 687 da Aneel, enquanto que os outros dois consideram as regras de compensação estabelecidas pelo Novo Marco Legal com duas modalidades de demanda contratada, já que não se sabe ainda qual tarifa de demanda será aplicada com a mudança.

A partir dos resultados do modelo, realizou-se uma comparação e uma análise crítica a respeito do impacto das mudanças na legislação não só nos projetos analisados, mas no mercado de mini GD como um todo. Com auxílio das análises de sensibilidade, foi possível determinar quais mudanças trazidas pelo novo Marco devem afetar mais o desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica no país.

### **O Novo Marco Legal e as mudanças trazidas por ele**

A Lei nº 14.300, sancionada em 6 de janeiro de 2022, também conhecida como Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída tem um papel importante para o setor de GD ao regulamentar legalmente as regras para esse tipo de empreendimento e garantir maior segurança jurídica às organizações que desejem operar nesse mercado.

Ao mesmo tempo, a nova lei trouxe mudanças no regramento do setor, principalmente no que diz respeito aos limites de minigeração para fontes não despacháveis e ao sistema de compensação de energia elétrica – SCEE – que é objeto de análise desse estudo. No que tange à questão tarifária, a principal mudança está relacionada ao pagamento da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – do fio B, que remunera as distribuidoras (MME, 2022), algo que não era pago de acordo com o regramento das resoluções da Aneel.

A lei prevê um período de 6 anos de adaptação com a cobrança progressiva do pagamento da TUSD fio B pelos consumidores que possuem GD a depender do ano em que a solicitação de acesso, que corresponde ao protocolo do projeto básico requerendo a conexão da planta geradora, é realizada.

A parcela da tarifa sobre a qual incidem esses percentuais, a TUSD fio B, varia conforme a concessionária de energia, de modo que a receita dos projetos de GD será afetada com pesos diferentes de acordo com a distribuidora à qual ele estará vinculado.

À título de exemplificação, considerando que a receita de um projeto de GD é calculada como o montante de energia, em kWh, injetado na rede da distribuidora multiplicado pela tarifa de energia, em R\$/kWh, para um caso em que a TUSD fio B equivale a 30% do total da tarifa, a redução na receita do empreendimento pode variar de 4,5%, caso a solicitação de conexão seja realizada em 2023, à 27%, caso a solicitação de conexão seja feita em 2028, podendo chegar à 30% para o caso indicado no inciso 1º do artigo 27 da referida lei.

Ainda com relação à compensação de créditos, o inciso 1º do artigo 27 estabelece que, caso o empreendimento apresente potência instalada superior à 500 kW e opere na modalidade de autoconsumo remoto (com apenas um titular consumindo toda a energia gerada pela usina), ou na modalidade de geração compartilhada em que um dos clientes beneficiários dos créditos detenha mais de 25% da participação no excedente de energia, será cobrado, no faturamento, 100% sobre a TUSD fio B, 40% sobre a TUSD fio A e 100% sobre os encargos com P&D e TFSEE.

Além disso, o novo Marco Legal define que o limite superior de potência instalada para enquadrar um projeto como minigeração distribuída, caso a modalidade de geração seja do tipo não despachável, passa de 5 MW para 3 MW. A não ser que a central geradora fotovoltaica conte com um sistema de armazenamento de pelo menos 20% da capacidade de geração mensal, ela não é considerada uma fonte despachável. Logo, essa mudança tende a reduzir a escala de

complexos de GD que podem ser instalados em um só local, limitando, de certa forma, o potencial de expansão desse tipo de empreendimento.

Para os projetos de minigeração distribuída, com potência acima de 75 kW, há ainda, mudanças relacionadas à demanda contratada. Atualmente, uma planta de GD deve contratar uma demanda equivalente à potência instalada de geração e com um custo de tarifa igual a de um consumidor comum, que é a chamada TUSDdemanda ou TUSDd. Com o novo Marco Legal, surgirá uma nova tarifa para faturamento de demanda contratada por usinas de mini GD, que será a TUSDinjeção. No entanto, não se sabe ainda qual será o valor da TUSDinjeção, a ser definido pela Aneel. A expectativa é de que o valor esteja entre o preço da TUSDd e a TUSDgeração ou TUSDg, uma tarifa de demanda mais atrativa aplicada hoje a projetos de geração de energia conectados em alta tensão (acima de 88 kV).

Um último aspecto de mudança inclui a exigência de garantia de fiel cumprimento para projetos acima de 500 kW, equivalente a 2,5% do investimento para centrais de até 1MW ou a 5% do investimento para centrais maiores ou iguais a 1MW. Ficam isentos da prestação de garantia os empreendimentos cuja modalidade de compensação seja a geração compartilhada por meio de consórcio ou múltiplas unidades consumidoras.

### **Construção do Modelo e Premissas**

Para a construção do modelo foi utilizada a ferramenta Excel do pacote Office, bem como as informações disponíveis na Aneel sobre como é realizado o cálculo da compensação de créditos segundo suas resoluções (ANEEL-B, 2012) e as informações do Marco Legal sobre o novo regime de compensações para projetos de minigeração distribuída (BRASIL, 2022).

Os modelos construídos calculam a viabilidade econômico financeira do empreendimento utilizando dois métodos exatos: o Valor Presente Líquido – VPL e a Taxa Interna de Retorno – TIR (Assaf Neto, 2019). Além disso, os modelos também permitem a análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade do empreendimento aos seguintes parâmetros: ano de entrada em operação do empreendimento, participação da TUSD fio B na composição da tarifa, valor da TUSDinjeção e distribuidora de energia.

Há três blocos de entrada de dados. O primeiro contém os dados de entrada do sistema de geração, como potência instalada, modalidade de compensação, distribuidora de energia, ano de protocolo do projeto e valor do investimento inicial. O segundo contém os dados de entrada referentes ao financiamento do investimento. Para simplificar o modelo e devido à ausência de algumas informações sobre as formas de financiamento dos empreendimentos, considerou-se no modelo apenas duas opções de amortização: o sistema de amortizações constantes ou SAC e o sistema de parcelas constantes ou PRICE. Por fim, o terceiro bloco contém a informação a respeito do investidor, que corresponde à taxa mínima de atratividade (TMA) que ele considera para tomar uma decisão de investimento.

As entradas foram pensadas de forma que o fluxo de caixa calculasse automaticamente suas parcelas de acordo com as informações do empreendimento. Por exemplo, se a potência do empreendimento o enquadrar como microgeração, não há cálculo da despesa com demanda, caso contrário, o fluxo verifica o valor da tarifa de demanda para a concessionária definida e o calcula. O mesmo vale para a compensação das parcelas da tarifa definidas pelo novo marco legal a depender do tamanho do empreendimento, do ano da solicitação de acesso e do tipo de SCEE.

Para melhor aplicabilidade do modelo, foi construída também uma base de dados com os valores de tarifas de consumo de energia e de demanda de 42 distribuidoras de energia do país, cujos dados estavam disponíveis na estrutura tarifária da Aneel (ANEEL-C, 2022). A base de dados reúne os valores mais atualizados das tarifas de cada distribuidora para os grupos B1 e B3 (classe residencial e comercial) que compõem os clientes mais atendidos como beneficiários de créditos de GD, e a respectiva composição dessa tarifa em suas parcelas –

TUSD fio B, TUSD fio A, TFSEE, P&D. Tal composição é importante justamente para se calcular os descontos na compensação propostos pela nova lei.

No modelo, foram utilizados os valores de tarifa sem tributação e considerando-se a bandeira tarifária verde. A decisão foi tomada em virtude da dificuldade de se encontrar para todas as distribuidoras do banco de dados as informações de alíquotas de PIS, COFINS e Contribuição de Iluminação Pública, bem como em virtude das recentes mudanças na alíquota de ICMS provocadas pela lei complementar nº 194/2022. Destaca-se que o uso da bandeira verde gera um resultado mais conservador para a análise de viabilidade, já que a remuneração da geração da usina torna-se mais barata.

Como o estudo será centrado na análise de viabilidade de empreendimentos de minigeração (acima de 75 kW), o modelo também conta com uma base de dados dos valores de tarifa de demanda para clientes do grupo A4 na modalidade horo-sazonal verde, que é o grupo em que se enquadra a minigeração distribuída destinada a autoconsumo remoto ou à geração compartilhada (ANEEL-C, 2022). Essa base de dados conta tanto com o valor da TUSDd quanto com o da TUSDg, que, conforme dito anteriormente, são os balizadores de uma futura TUSDinjeção a ser definida pela Aneel.

O fluxo de caixa do modelo, tanto para a análise sob as regras das antigas resoluções da Aneel, quanto sob as regras do Novo Marco Legal, é calculado a valor constante, ou seja, sem considerar o efeito da inflação, e, portanto, as taxas de juros utilizadas no modelo são reais e não nominais. O índice de inflação utilizado para correção das taxas de juros e dos reajustes tarifários foi o IPCA (IBGE, 2022).

Para verificar o reajuste real das tarifas de energia ao longo dos últimos 18 anos, utilizou-se o portal de dados abertos da Aneel que contém informações acerca da média das tarifas por grupo consumidor, de 2003 a 2021 e calculou-se a variação real da tarifa a valor constante de 2021, estimada em 0,77% a.a. ao longo dos últimos 18 anos (ANEEL-D, 2022).

Para analisar o impacto das mudanças do novo marco legal em diferentes localidades, utilizou-se também uma base de dados de irradiação global horizontal das 27 capitais do país (LABREN, 2017), uma vez que a geração de energia é diretamente proporcional à irradiação. Essa foi uma maneira de simplificar a construção do modelo e ao mesmo tempo permitir comparar o mesmo empreendimento em diferentes localidades.

Além de contabilizar as despesas (investimento inicial, custo anual com operação e manutenção, substituição de equipamentos, pagamento de contrato de demanda, pagamento das parcelas do empréstimo) e receitas do empreendimento (remuneração pela energia gerada) o fluxo de caixa conta com a contabilização do pagamento de imposto de renda sobre o lucro tributável considerando-se uma alíquota de 34% (Receita Federal, 2020). Há ainda a inclusão da depreciação dos equipamentos para fins contábeis. A taxa de depreciação anual para máquinas e instalações no Brasil é de 10% a.a. (Receita Federal-B, 1999) e o método utilizado é o da depreciação linear.

### **Dados coletados dos empreendimentos analisado nas simulações**

Para a realização da análise de viabilidade foram selecionados dois projetos. O primeiro, referente à uma usina de minigeração distribuída de 990 kW de potência instalada destinada à geração compartilhada em que nenhum dos clientes finais detém mais de 25% do total dos créditos gerados. Esse empreendimento foi projetado para ser instalado na região de concessão da Neoenergia Brasília, antiga CEB-D.

A estimativa de geração do empreendimento para o 1º ano, fornecida pela empresa parceira do estudo, foi de 2027,3 MWh, e o investimento inicial estimado para implantação do empreendimento foi de R\$ 6.500.000,00. Do total do investimento, 70% corresponde ao valor dos equipamentos sendo que cerca de 10% é referente apenas ao valor dos inversores, que são

equipamentos que devem ser substituídos no meio da vida útil do projeto, considerada aqui como sendo de 25 anos. O valor residual do empreendimento ao final da vida útil é considerado zero.

Por tratar-se de um empreendimento da modalidade de geração compartilhada, negocia-se com os clientes finais um desconto na tarifa de energia para fundamentar o contrato com a usina. Esse desconto foi de 10%. Considerou-se que a geração anual da usina decairá a uma taxa de 0,89% a.a. que é uma taxa de decaimento compatível com a informação fornecida pelos fabricantes dos equipamentos da planta.

Como a usina em questão ainda não foi implementada, o modelo estimou os custos com operação e manutenção com base no caderno de preços de Geração da EPE (EPE, 2021), que diz que em 2020, os custos anuais com O&M correspondem a cerca de 1% do valor do investimento inicial. A taxa mínima de atratividade (TMA) do investidor para o caso foi considerada de 10% a.a. O valor real da taxa de atratividade para o investidor do empreendimento não foi repassado para efeitos de cálculo do projeto. Dessa maneira, definiu-se um valor que não seria igual à Taxa Selic, que é uma taxa que pode flutuar muito, porém que refletisse a realidade e o apetite a riscos dos investidores do setor, conforme colocado em (Paula Vinícius, 2020) e em (Filippo, 2020).

Com relação ao investimento, a informação é que 80% do valor seria financiado com sistema de amortização PRICE. O pagamento das parcelas de financiamento contaria com 6 meses de carência, e seriam pagas 96 parcelas mensais, ou seja, 8 parcelas anuais. A Taxa de juros do financiamento seria de 1,16% ao mês, ou seja, 14,84% ao ano e considerando-se a inflação como sendo o IPCA acumulado no último ano, em 10,06% (IBGE, 2022), calculou-se a taxa real de juros.

Já o segundo projeto a ser analisado, corresponde a uma usina de minigeração distribuída de 100 kW de potência instalada de inversor, destinada à autoconsumo remoto. Esse empreendimento também foi projetado para operar na região de concessão da Neoenergia Brasília.

A estimativa de geração do empreendimento para o 1º ano, fornecida pela empresa parceira do estudo, foi de 201,984 MWh, e o investimento inicial estimado para implantação do empreendimento foi de R\$ 594.017,75. As porcentagens do investimento referentes à participação dos equipamentos e inversores foi a mesma do primeiro projeto, bem como as premissas de decaimento de geração, financiamento, custos de O&M e TMA do investidor.

## **Resultados e Discussão**

### **Projeto 1 – Usina de Mini GD 990 kW para geração compartilhada**

Após o preenchimento dos dados de entrada, conforme colocado no item anterior, o modelo retornou os indicadores de viabilidade econômica (TIR e VPL) para o projeto considerando os três fluxos de caixa elaborados: o primeiro que considera as condições vigentes de compensação de créditos, com base na REN 482, o segundo que considera o novo regramento composto pela Lei 14.300, com a tarifa de demanda sendo igual à TUSDg e o terceiro, que também considera o novo regramento do marco legal porém com o valor da tarifa de demanda correspondente à TUSDd que atualmente é cobrada dos empreendimentos de mini GD.

Para os fluxos de caixa da lei 14.300 considerou-se, inicialmente, que o protocolo da solicitação de acesso seria no ano de 2023, de modo que o empreendimento se enquadrasse na regra de transição que prevê a cobrança de 15% sobre a TUSD fio B no faturamento dos créditos gerados.

Considerando esses dados de entrada, o modelo nos retornou os seguintes resultados, resumidos na Tabela 1 abaixo.

Contexto Regulatório	TIR	VPL
REN 482 + TUSDd	13%	R\$ 667.219,61
LEI 14300 + TUSDg	15%	R\$ 1.030.308,38
LEI 14300 + TUSDd	12%	R\$ 490.779,18

Tabela 1. Resultados dos fluxos de caixa para o projeto 1

Fonte: Elaborado pela autora

Percebe-se que, em um primeiro momento, as mudanças propostas pela nova lei, considerando o horizonte de tempo de curto prazo, não inviabiliza os projetos de mini GD com geração compartilhada. No entanto, a atratividade desses projetos pode aumentar ou diminuir a depender da TUSDinjeção a ser definida pela ANEEL, já que essa é uma despesa fixa do empreendimento. Percebe-se que, para uma TUSDinjeção equivalente à TUSDg, que é bem mais barata que a TUSDd atual, o empreendimento chega a ficar mais atrativo no 1º ano de transição após a nova lei do que sob as condições vigentes.

Analisando agora como que o empreendimento se comporta ao longo dos anos de transição, conforme muda a taxa de remuneração da TUSD fio B (Tabela 2 e Tabela 3), percebe-se que, considerando-se a aplicação da TUSDd como tarifa de demanda, o empreendimento em questão mantém-se viável caso seja implementado até 2025, tornando-se inviável após 2026. Já para o caso de a TUSDg ser equivalente à TUSDinjeção, o projeto mantém-se viável até o final do período de transição, sendo inclusive mais atrativo que nas condições atuais até o ano de 2025. As mesmas conclusões podem ser observadas quando analisamos os impactos do ano de solicitação de acesso sobre a TIR do empreendimento.

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	VPL Lei 14300 TUSDd	VPL Lei 14300 TUSDg	Δ % VPL TUSDd	Δ % VPL TUSDg
2023	15,00%	R\$ 490.779,18	R\$ 1.030.308,38	0%	0%
2024	30,00%	R\$ 314.338,75	R\$ 853.867,95	-36%	-17%
2025	45,00%	R\$ 137.898,32	R\$ 677.427,52	-72%	-34%
2026	60,00%	-R\$ 38.542,11	R\$ 500.987,09	-108%	-51%
2027	75,00%	-R\$ 214.982,54	R\$ 324.546,66	-144%	-69%
2028	90,00%	-R\$ 391.422,96	R\$ 148.106,23	-180%	-86%

Tabela 2. Análise de sensibilidade do VPL em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária CEB-D

Fonte: Elaborado pela autora

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	TIR Lei 14300 TUSDd	TIR Lei 14300 TUSDg	Δ % TIR TUSDd	Δ % TIR TUSDg
2023	15,00%	12%	15%	0%	0%
2024	30,00%	11%	14%	-7%	-6%
2025	45,00%	11%	13%	-14%	-12%
2026	60,00%	10%	12%	-20%	-17%
2027	75,00%	9%	12%	-27%	-23%
2028	90,00%	8%	11%	-34%	-28%



Tabela 3. Análise de sensibilidade da TIR em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária CEB-D

Fonte: Elaborado pela autora

É interessante analisar também como o projeto se comportaria caso fosse implementado junto à outra concessionária, em que a participação da TUSD fio B fosse mais ou menos relevante que na distribuidora original. Dentre as distribuidoras presentes no banco de dados do modelo, uma das que tem maior participação da parcela TUSD Fio B na tarifa, além de ser uma área com representativa quantidade de usinas de GD instaladas é a Coelba, com uma TUSD fio B correspondendo a 44,17% da composição tarifária. A Neoenergia Brasília, ou antiga CEB-D já seria a que tem menor participação da TUSD fio B, de 18,89%. Desse modo, ao se analisar a viabilidade do empreendimento nessas duas áreas de concessão, já se tem uma noção da janela de variação que sua viabilidade pode sofrer.

As Tabelas 4 e 5 a seguir trazem as variações de TIR e VPL que um empreendimento equivalente ao projeto 1, ao ser instalado na área de concessão da Coelba, pode sofrer sobre o novo regramento e durante o período de transição. Ressalta-se que, considerando-se a REN 482, o VPL para esse empreendimento na CEA seria de R\$ 630.267,36 com uma TIR de 13%.

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	VPL Lei 14300 TUSDd	VPL Lei 14300 TUSDg	Δ % VPL	Δ % VPL TUSDg
2023	15,00%	R\$ 83.660,19	R\$ 1.619.243,28	0%	0%
2024	30,00%	-R\$ 462.946,98	R\$ 1.072.636,11	-653%	-34%
2025	45,00%	-R\$ 1.009.554,14	R\$ 526.028,94	-	-68%
2026	60,00%	-R\$ 1.556.161,31	-R\$ 20.578,22	1307%	-101%
2027	75,00%	-R\$ 2.102.768,48	-R\$ 567.185,39	-	-135%
2028	90,00%	-R\$ 2.649.375,64	-R\$ 1.113.792,56	2613%	-169%

Tabela 4. Análise de sensibilidade do VPL em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária Coelba

Fonte: Elaborado pela autora

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	TIR Lei 14300 TUSDd	TIR Lei 14300 TUSDg	Δ % TIR	Δ % TIR TUSDg
2023	15,00%	10%	18%	0%	0%
2024	30,00%	8%	15%	-25%	-16%
2025	45,00%	5%	13%	-50%	-31%
2026	60,00%	3%	10%	-75%	-45%
2027	75,00%	0%	7%	-102%	-59%
2028	90,00%	-3%	5%	-133%	-73%

Tabela 5. Análise de sensibilidade da TIR em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária Coelba

Fonte: Elaborado pela autora

A partir dos resultados do modelo e considerando que o empreendimento seria instalado na área de concessão da Coelba, com os respectivos ajustes na expectativa de geração, percebe-se que, para os casos em que a TUSD fio B representa uma parcela maior dentro da tarifa, o

projeto torna-se inviável mais rápido. Caso a TUSDinjeção se mantenha no mesmo valor da TUSDd, o projeto se manteria viável apenas se fosse aprovado em 2023, no primeiro ano de transição. Para o caso de a TUSD injeção ser mais barata e equivalente à TUSDg, o projeto seria economicamente viável até 2025 apenas, considerando que o investidor apresenta uma TMA de 10%.

Outra análise interessante referente a esse projeto seria verificar a sua viabilidade caso a compensação de créditos fosse na modalidade de autoconsumo remoto ou caso um dos clientes finais da usina possuísse mais de 25% dos créditos de geração do empreendimento. Nesses casos, o empreendimento se enquadraria na regra de transição do inciso 1º do artigo 27 da nova lei, em que se remunera a TUSD fio B, 40% da TUSD fio A, a TFSEE e Encargos de P&D. A Tabela 6 a seguir traz os resultados de análise de viabilidade para o caso mencionado.

<b>Contexto Regulatório</b>	<b>TIR</b>	<b>VPL</b>
REN 482 + TUSDd	13%	R\$ 667.219,61
LEI 14300 + TUSDg	9%	- R\$ 211.270,49
LEI 14300 + TUSDd	7%	- R\$ 750.799,68

Tabela 6. Resultados dos fluxos de caixa para o projeto 1 no caso de autoconsumo remoto ou um dos clientes com mais de 25% dos créditos

Fonte: Elaborado pela autora

Para esse último caso, o empreendimento já deixaria de ser viável logo no primeiro ano da regra de transição, já que o desconto sobre a tarifa que remunera o empreendimento é bem maior. Então, mesmo considerando-se o caso em que a TUSDinjeção seja igual à TUSDg, o empreendimento não se torna viável economicamente, sendo este talvez o caso em que a mudança na legislação mais prejudica em termos de viabilidade.

Constata-se, portanto, que as duas variáveis que mais impactam na viabilidade econômica após a mudança na legislação são a participação da TUSD fio B na composição da tarifa e o valor a ser determinado para a TUSDinjeção. A partir dessa conclusão, verificou-se qual das duas variáveis seria a mais relevante por meio de uma análise de sensibilidade.

Considerando-se então que o projeto 1 seria implantado em 2023, na área de concessão da Neoenergia Brasília, variou-se primeiramente a participação da TUSD fio B na tarifa dessa distribuidora, buscando traduzir nessas variações, o valor da TUSD fio B que existe nos diferentes estados, e verificou-se o impacto no VPL (Gráfico 1) e na TIR (Gráfico 2). Em seguida o mesmo exercício foi feito, porém variando-se o valor da TUSDinjeção, e buscando mais uma vez, traduzir nessas variações, o valor da TUSD injeção dos diferentes estados do país.

Percebe-se, principalmente pela análise de sensibilidade em relação à TIR (Gráfico 2), que o valor da TUSDinjeção é a variável que tem maior influência sobre o futuro da viabilidade econômica de empreendimentos de minigeração distribuída na modalidade geração compartilhada. Ou seja, a definição que a Aneel trará sobre o valor dessa nova tarifa de demanda será determinante para a tomada de decisão do investidor, bem como para indicar em que áreas de concessão do país projetos como esse terão sucesso.

Estados com uma tarifa de demanda mais atrativa, e claro, com menor participação da TUSD fio B na composição de sua tarifa de consumo de energia, aliados com benefícios fiscais, como isenção de ICMS para usinas de mini GD, serão os locais mais apropriados para investir em GD acima de 500 kW. Já para empreendimentos desse porte destinados à autoconsumo remoto, ou geração compartilhada em que um dos clientes detenha mais de 25% dos créditos, a viabilidade econômica fica bastante prejudicada com a nova lei.

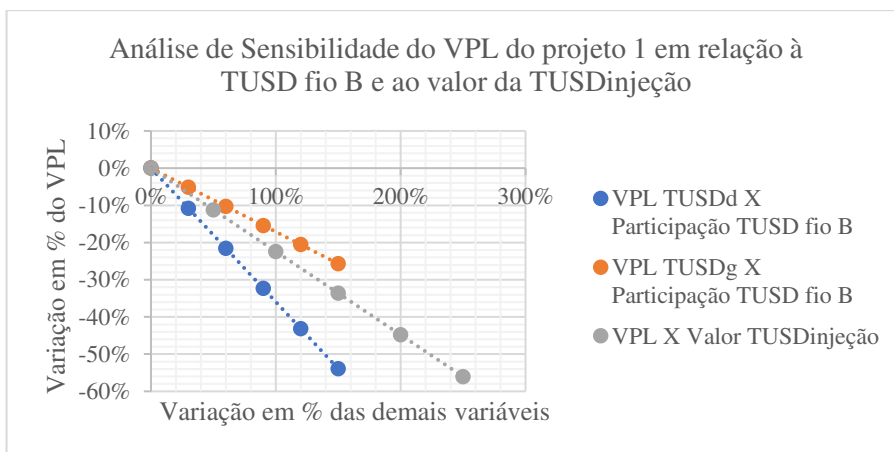


Gráfico 2. Análise de sensibilidade do VPL à participação da TUSD fio B na tarifa e ao valor da TUSDinjeção

Fonte: Elaborado pela autora

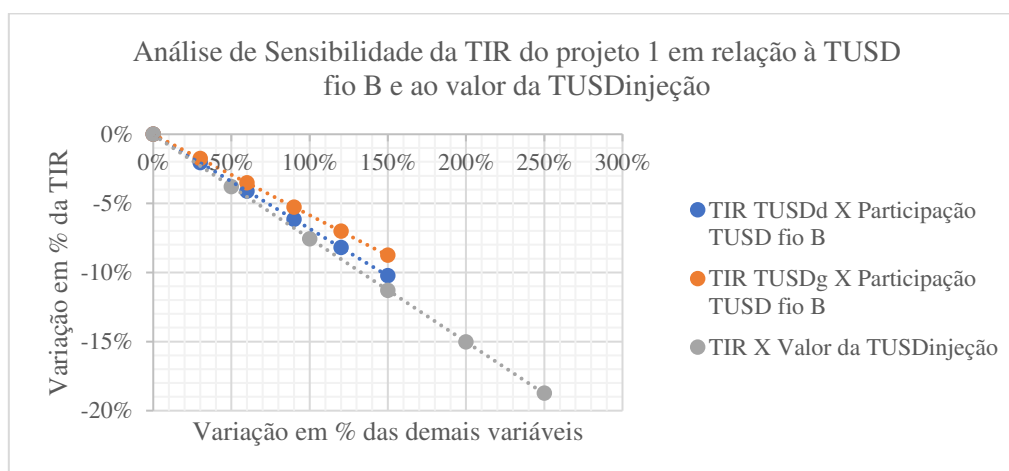


Gráfico 2. Análise de sensibilidade da TIR à participação da TUSD fio B na tarifa e ao valor da TUSD injeção

Fonte: Elaborado pela autora

### Projeto 2 – Usina de Mini GD 100 kW para autoconsumo remoto

De modo análogo ao realizado para o empreendimento 1, os dados de entrada referentes ao empreendimento 2 foram inseridos no modelo e a Tabela 7, a seguir, traz os resultados da análise de viabilidade econômica, por meio dos indicadores de VPL e TIR, para os três cenários abordados, lembrando que se considerou, a princípio, que a usina teria sua solicitação aprovada no 1º ano de transição, em 2023.

Contexto Regulatório	TIR	VPL
REN 482 + TUSDd	16%	R\$ 104.892,81
LEI 14300 + TUSDg	18%	R\$ 141.811,60
LEI 14300 + TUSDd	15%	R\$ 87.313,70

Tabela 7. Resultados dos fluxos de caixa para o projeto 2

Fonte: Elaborado pela autora

Para esse caso, como a potência instalada de geração é inferior à 500 kW, não há o enquadramento da compensação no inciso 1º do artigo 27 da nova lei, de modo que o único desconto na remuneração da geração são os 15% em cima da TUSD fio B. Para o projeto em questão, mantém-se a viabilidade econômica do empreendimento durante o 1º ano de transição,

sendo que, se a TUSDinjeção for mais barata que a TUSDd atualmente aplicada, já se tem uma melhora na viabilidade econômica em relação ao contexto da REN 482.

Agora, analisando como a viabilidade econômica se comporta ao longo dos anos de transição, a Tabela 8 mostra que o empreendimento se mantém viável praticamente durante todo o período, a não ser caso a TUSDinjeção seja igual a TUSDd, caso em que o projeto deixa de ser viável a partir de 2028. Para o caso de a TUSDinjeção ser igual à atual TUSDg, mesmo com os descontos na tarifa, o empreendimento é mais atrativo do que nas condições atuais até 2025. As mesmas conclusões podem ser tiradas observando-se a variação da TIR ao longo do período de transição, mostrada na Tabela 9.

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	VPL Lei 14300 TUSDd	VPL Lei 14300 TUSDg	Δ % VPL TUSDd	Δ % VPL TUSDg
2023	15,00%	R\$ 87.313,70	R\$ 141.811,60	0%	0%
2024	30,00%	R\$ 69.734,58	R\$ 124.232,48	-20%	-12%
2025	45,00%	R\$ 52.155,46	R\$ 106.653,36	-40%	-25%
2026	60,00%	R\$ 34.576,35	R\$ 89.074,25	-60%	-37%
2027	75,00%	R\$ 16.997,23	R\$ 71.495,13	-81%	-50%
2028	90,00%	-R\$ 581,89	R\$ 53.916,01	-101%	-62%

Tabela 8. Análise de sensibilidade do VPL em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária CEB-D

Fonte: Elaborado pela autora

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	TIR Lei 14300 TUSDd	TIR Lei 14300 TUSDg	Δ % TIR TUSDd	Δ % TIR TUSDg
2023	15,00%	15%	18%	0%	0%
2024	30,00%	14%	17%	-7%	-6%
2025	45,00%	13%	16%	-13%	-11%
2026	60,00%	12%	15%	-19%	-17%
2027	75,00%	11%	14%	-26%	-22%
2028	90,00%	10%	13%	-32%	-27%

Tabela 9. Análise de sensibilidade da TIR em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária CEB-D

Fonte: Elaborado pela autora

A viabilidade do empreendimento também será analisada para a área de concessão da Coelba, onde a participação da TUSD Fio B é maior. Assim como para o Projeto 1, se considerarmos o caso em que a TUSDd é aplicada, o projeto se mantém viável apenas no 1º ano de transição. Para o caso em que a TUSDg é aplicada, o projeto se mantém viável até 2026, sendo inclusive mais atrativo do que nas condições atuais até 2024. As Tabelas 10 e 11 trazem o resumo dos resultados de variação do VPL e da TIR respectivamente.

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	VPL Lei 14300 TUSDd	VPL Lei 14300 TUSDg	Δ % VPL	Δ % VPL TUSDg
2023	15,00%	R\$ 43.910,66	R\$ 199.020,06	0%	0%
2024	30,00%	-R\$ 10.548,92	R\$ 144.560,49	-124%	-27%
2025	45,00%	-R\$ 65.008,50	R\$ 90.100,91	-248%	-55%
2026	60,00%	-R\$ 119.468,07	R\$ 35.641,33	-372%	-82%

2027	75,00%	-R\$	173.927,65	-R\$	18.818,25	-496%	-109%
2028	90,00%	-R\$	228.387,23	-R\$	73.277,83	-620%	-137%

Tabela 10. Análise de sensibilidade do VPL em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária Coelba

Fonte: Elaborado pela autora

Ano de Protocolo da Solicitação	Percentual de cobrança sobre o Fio B	TIR Lei 14300 TUSDD	TIR Lei 14300 TUSDg	Δ % TIR	Δ % TIR TUSDg
2023	15,00%	12%	21%	0%	0%
2024	30,00%	9%	18%	-24%	-16%
2025	45,00%	7%	15%	-47%	-30%
2026	60,00%	4%	12%	-70%	-44%
2027	75,00%	1%	9%	-94%	-57%
2028	90,00%	-3%	6%	-121%	-70%

Tabela 11. Análise de sensibilidade da TIR em relação ao ano de solicitação de acesso para a concessionária Coelba

Fonte: Elaborado pela autora

Por fim, verificou-se, assim como para o Projeto 1, a relevância da participação da TUSD fio B na tarifa e do preço da TUSDinjeção na viabilidade do projeto. O Gráfico 3 traz o impacto das duas variáveis no VPL e o Gráfico 4 traz o impacto sobre a TIR.

De modo análogo ao que vimos para o Projeto 1, é possível inferir que a variável que mais impacta a viabilidade econômica dos projetos de mini GD para autoconsumo remoto abaixo de 500 kW é o valor da TUSDinjeção. Há importância na participação da TUSD fio B na tarifa do cliente beneficiário dos créditos, como vimos na análise do mesmo empreendimento conectado à rede de distribuição da Coelba, porém o valor da TUSD injeção de fato tem um grande peso na determinação da viabilidade.

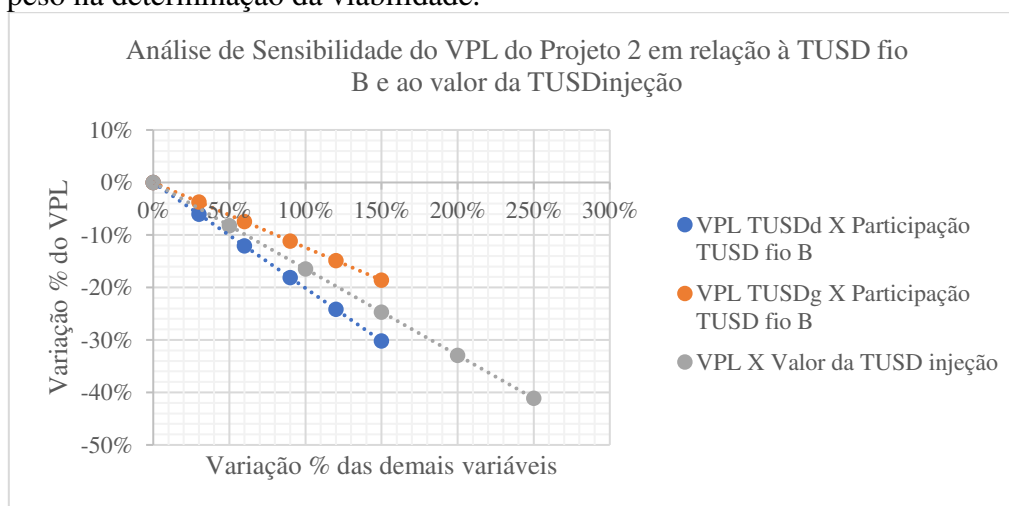


Gráfico 3. Análise de sensibilidade do VPL à participação da TUSd fio B na tarifa e ao valor da TUSD injeção

Fonte: Elaborado pela autora

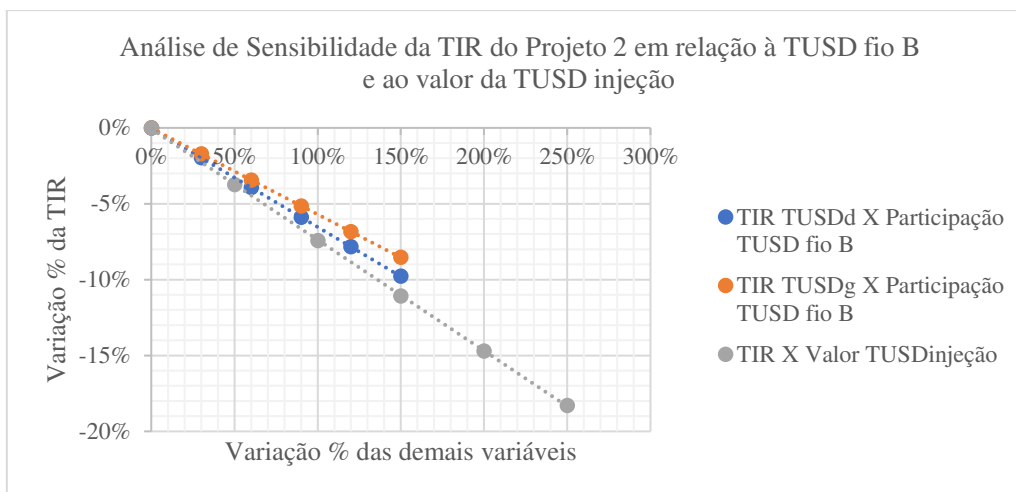


Gráfico 4. Análise de sensibilidade da TIR à participação da TUSD fio B na tarifa e ao valor da TUSD injeção

Fonte: Elaborado pela autora

## Conclusões

O Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil, formalizado pela lei nº 14.300 e aprovado em janeiro de 2022, traz segurança jurídica aos *stakeholders* do setor, o que é fundamental para promoção de investimentos e aquecimento do mercado. Ao mesmo tempo, as mudanças trazidas pela lei, em especial no que tange o regime de compensação de créditos, pode afetar a viabilidade dos empreendimentos de GD e comprometer o desenvolvimento de novos negócios no médio e longo prazo, afetando, por consequência, a transição energética do país. Ressalta-se ainda que a nova lei limita os empreendimentos de GD fotovoltaicos à potência instalada de 3 MW, quando antes o limite era de 5 MW, imposição que já restringe, em parte, a expansão dos negócios.

Quando se observa o recorte dos projetos de minigeração, que foi objeto de estudo deste trabalho, é preciso ter atenção não só às regras de transição sobre a remuneração da componente TUSD fio B da tarifa, mas também à modalidade de compensação de créditos e à tarifa de demanda de injeção (TUSDinjeção) a ser definida ainda pela Aneel.

Conforme observado nas análises dos dois projetos de minigeração estudados, o valor da TUSD injeção é, para projetos desse porte, a variável que afeta mais diretamente a viabilidade econômica. Para o Projeto 1, correspondente a uma usina de 990 kW destinada à geração compartilhada, ao dobrarmos o valor da TUSD injeção, a TIR reduziu em 7,57% e o VPL reduziu em 22,41%. Para o Projeto 2, referente a uma usina de 100 kW destinada a autoconsumo, dobrar o valor da tarifa de demanda correspondeu a reduzir a TIR em 7,42% e o VPL em 16,45%.

Em comparação com o impacto na participação da componente TUSD fio B na tarifa, os impactos de se dobrar essa participação para o Projeto 1 reduzem a TIR em 5,86% e reduzem o VPL em 17,13%. Para o Projeto 2, o mesmo impacto causa redução de 5,71% na TIR e de 12,4% no VPL. Conclui-se, portanto, que a participação da componente TUSD fio B impacta um pouco menos que o preço da TUSD injeção, mas quase com a mesma intensidade, em especial quando se vislumbra o horizonte de médio ou longo prazo.

Tal constatação torna-se mais evidente ao olharmos para a análise de sensibilidade de ambos os projetos quando se considera que seriam instalados em uma área de concessão onde a participação da TUSD fio B é uma das mais altas do país, que seria a região da distribuidora Coelba. Ao se analisar a viabilidade dos empreendimentos nessa região ao longo dos anos de transição (2023-2028), os projetos deixam de ser viáveis já no 2º ano, se considerarmos uma

tarifa de demanda mais cara, ou tornam-se inviáveis a partir do 4º ano, no caso do Projeto 1, ou no 5º ano, no caso do Projeto 2, quando consideramos a TUSDg enquanto que na área de concessão da Neoenergia Brasília, ambos projetos se mantêm viáveis por mais tempo mesmo com a TUSDd.

Um último aspecto a ser ressaltado é a modalidade de compartilhamento de créditos para usinas acima de 500 kW. Sob a ótica do Novo Marco Legal, usinas desse porte destinadas ao autoconsumo remoto ou com um de seus clientes beneficiários sendo detentor de mais de 25% dos créditos de energia, necessitam remunerar além de 100% da parcela da TUSD fio B, outras componentes tarifárias. Ao se simular essas modalidades de compartilhamento de créditos para o Projeto 1, verificou-se que o mesmo já se torna inviável economicamente a partir de 2023, o que sinaliza que essas modalidades de compensação de créditos talvez fiquem mais restritas a usinas de porte menor, abaixo de 500 kW.

Conclui-se assim que, as mudanças trazidas pelo novo Marco Legal da GD no Brasil têm potencial para impulsionar ou desacelerar o desenvolvimento dos empreendimentos de minigeração no país. A Aneel tem papel fundamental nesse sentido, por meio da regulamentação da TUSDinjeção já que, a depender da determinação desse custo, alguns projetos podem ficar mais atrativos do que sob o regramento atual ou serem inviabilizados.

Por outro lado, os investidores e empresas do ramo necessitam pensar estratégias para manter a diversidade de modelos de negócios existentes, especialmente no que tange às modalidades de compartilhamento de créditos. Destaca-se que o objetivo principal deve ser promover o desenvolvimento de projetos de GD a partir de fontes renováveis não só para dinamizar a economia, mas principalmente para descarbonizar a matriz elétrica e acelerar a transição energética.

Como sugestão de trabalhos futuros no tema, propõe-se o aproveitamento do modelo para análise sobre o mercado de microgeração distribuída (plantas com menos de 75 kW) e também para análises de viabilidade de projetos em mais áreas de concessão, ou nas áreas de concessão onde o mercado de GD seja mais expressivo. Sugere-se também refazer as análises propostas considerando os tributos incidentes sobre a tarifa de energia e analisando os impactos de benefícios tributários nas distribuidoras para projetos de GD.

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer à minha família pelo apoio incondicional e incentivo às decisões que tomo com relação à minha carreira e estudos, aos meus amigos pelo companheirismo e escuta nos momentos em que precisei conversar. Agradeço em especial à Karen, minha amiga e colega de carreira no mercado de energia, que me proporcionou oportunidades e material para que esse estudo fosse possível. E também, a todos os professores do MBA em Gestão de Projetos da USP/Esalq que compartilharam seus conhecimentos e referências, seja nas aulas, seja na orientação dos alunos, meu muito obrigado!

## **Referências**

- ABSOLAR. (2022). *Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo*. Fonte: ABSOLAR: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- ANEEL. (2021). RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. Brasília, DF, Brasil.
- ANEEL-B. (Abril de 2012). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. Fonte: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- ANEEL-C. (outubro de 2022). *Estrutura Tarifária*. Fonte: LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022

- ANEEL-D. (12 de outubro de 2022). *Relatório Mercado Cativo - SAMP*. Fonte: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo#!>
- Assaf Neto, A. L. (2019). *Curso de Administração Financeira, 4. ed.* São Paulo.
- Bezerra, F. D. (2022). *Micro e Minigeração Distribuída e suas Perspectivas com a Lei 14.300/2022*. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil.
- BRASIL. (6 de janeiro de 2022). *LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022*. Fonte: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>
- EIA. (2019). *Energy Information Administration*. Fonte: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433>
- EPE. (2021). *Caderno de Preços da Geração 2021*. Rio de Janeiro.
- Filippo, L. (2020). *VIABILIDADE ECONÔMICA FINANCEIRA EM GERAÇÃO*. Recife, Pernambuco, Brasil.
- IBGE. (2022). *IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo*. Fonte: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=destaques>
- IEA. (2019). *Emissions by Sector*. Fonte: <https://www.iea.org/reports/greenhouse-gas-emissions-from-energy-overview/emissions-by-sector#abstract>
- IEA. (2021). *Electricity Security 2021*. Paris: <https://www.iea.org/reports/electricity-security-2021>.
- IEA. (2021). *World Energy Outlook 2021*.
- IPCC. (2021). *Climate Change 2021 - The Physical Science Basis - AR 6*.
- IRENA . (2016). *(International Renewable Energy agency) - Unlocking Renewable Energy Investment: The role of risk mitigation and structured finance*. Abu Dhabi.
- LABREN. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a edição*. Fonte: [http://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017.html#mod](http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#mod)
- Markard, J. (2018). The next phase of the energy transition and its implications for research and policy - <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0171-7>. *Nat Energy* 3, 628–633.
- MME. (10 de janeiro de 2022). Sancionada lei que institui marco legal da geração distribuída - <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/01/sancionada-lei-que-institui-marco-legal-da-geracao-distribuida>. Brasília, DF, Brasil.
- Paula Vinícius, F. M. (23 de Outubro de 2020). *Novas Regras de Geração Distribuída: Análise*. Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.
- PMI. (2021). *Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos (Guia PMBOK) – Sétima Edição*. Estados Unidos.
- Pompermyer, D. a. (2018). *VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E POSSÍVEIS EFEITOS NO SETOR ELÉTRICO*. Rio de Janeiro, Brasil.
- Receita Federal. (2020). *Alíquotas do Imposto de renda de pessoas jurídicas tributadas pelo lucro real, presumido ou arbitrado*. Fonte: IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas): <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/IRPJ>
- Receita Federal-B. (1999). *INSTRUÇÃO NORMATIVA SRF Nº 162, DE 31 DE DEZEMBRO DE 1998*. Fonte: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=15004&visao=origina>



