

A VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA MICRO E PEQUENAS EMPRESAS DO LUCRO REAL NO SUL DE MINAS GERAIS DIANTE DA REFORMA TRIBUTÁRIA

Rhayanna Fernanda da Silva Vasconcelos – rhayannafernanda@unifei.edu.br
Victor Eduardo Valério - victor.dmv@unifei.edu.br

Palavras-chave: reforma tributária, geração distribuída, energia solar fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a expansão da geração distribuída (GD) solar fotovoltaica e a reforma do sistema tributário brasileiro têm alterado o ambiente de negócios das micro e pequenas empresas (MPEs). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu, em 2012, o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que excedentes gerados por micro e minigeradores sejam injetados na rede e convertidos em créditos. O Marco Legal da GD (Lei 14.300/2022) consolidou esse sistema, reduziu o limite da minigeração para 3 MW, estabeleceu a cobrança gradativa da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de distribuição após 2029 e permitiu projetos híbridos. Paralelamente, a Emenda Constitucional 132/2023 iniciou uma reforma tributária que substituirá cinco tributos indiretos por dois impostos de valor agregado – IBS e CBS – alterando as alíquotas aplicadas sobre bens e serviços e a apropriação de créditos. Para empresas enquadradas no regime do lucro real, o custo da energia elétrica e a gestão tributária tornam-se determinantes para a competitividade.

Em Minas Gerais, consumidores atendidos em média tensão (entre 2,3 e 25 kV) enquadram-se no subgrupo A4 da modalidade Verde, voltado a estabelecimentos comerciais e industriais com tarifa horária. Nessas condições, as tarifas de ponta podem ultrapassar R\$ 2,00/kWh quando se somam a Tarifa de Energia (TE) e a TUSD. Este estudo analisa a viabilidade econômica de um sistema solar fotovoltaico de 3 mW para MPEs do lucro real no sul de Minas Gerais, comparando os cenários antes e depois da reforma tributária. Avaliam-se o ganho potencial na conta de energia e o prazo de retorno do

investimento, considerando a recuperação gradual da parcela de distribuição (Fio B) nos horários de ponta para novas unidades protocoladas após 2023 e a substituição dos tributos indiretos por IBS e CBS.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 Referencial Teórico

2.1.1. Marco legal da GD e reforma tributária

GD corresponde à utilização de pequenos geradores conectados à rede próximos ao ponto de consumo. O Marco Legal da GD (Lei 14.300/2022) consolidou o sistema de compensação e fixou o limite de 3 MW para a minigeração, prevendo cobrança gradual da TUSD de distribuição para novas unidades. A reforma tributária (EC 132/2023) substituirá cinco tributos por IBS e CBS e reduzirá os créditos tributários atualmente aproveitados por MPEs, o que tende a diminuir a receita de compensação de energia dos projetos de GD.

2.1.2. Métricas de viabilidade financeira

O desempenho de investimentos em geração fotovoltaica é medido por indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL), o payback simples e descontado e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Os estudos consultados apontam payback entre quatro e sete anos. O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) demonstra que a viabilidade depende da comparação entre o custo da energia gerada e a tarifa praticada: em estados de tarifas elevadas como Minas Gerais o custo da energia fotovoltaica fica abaixo do valor cobrado pelas distribuidoras, mas essa vantagem pode diminuir com a queda das tarifas ou o fim de subsídios. Guimarães e Araújo (2023) registraram payback de quatro anos e TIR de 31,4% em projeto de 1 MW, enquanto Ferreira (2021) observou payback inferior a sete anos. Esses estudos, aliados à queda dos preços dos módulos, sustentam a atratividade da GD para MPEs, embora a reforma tributária e as novas regras de compensação possam alongar o prazo de retorno.

2.2 Metodologia: Material e Métodos

Para avaliar o investimento, utilizou-se o conjunto de dados disponibilizado no Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2025 (GREENER) para um projeto de autoconsumo remoto de 3 MW no município de Itajubá (IBGE 3132404). O sistema opera no Grupo A, subgrupo A4 e modalidade Verde, na qual existem tarifas diferenciadas de consumo nos horários de ponta e fora de ponta e uma única tarifa para demanda contratada. Os principais parâmetros foram: potência de 3 MW (irradiância média de 4,84 kWh/kWp·dia e produção anual de 5,30 GWh), investimento de R\$ 8,565 milhões com custos operacionais de 3 % ao ano, reposição de inversores equivalente a 30 % do CAPEX no 13.º ano, depreciação de 10 % e valor residual de 10 %. As tarifas de referência foram de R\$ 0,255/kWh (fora de ponta) e R\$ 2,48/kWh (ponta) antes da reforma e de R\$ 0,190/kWh e R\$ 1,85/kWh depois da reforma, ponderadas em 88 % e 12 % do tempo. A TMA usada foi de 14,268 %, com alíquotas de 34 % (IRPJ/CSLL) e 28 % (IBS/CBS) nos cenários pré e pós-reforma.

A receita anual foi estimada multiplicando-se a geração anual pela tarifa ponderada de cada cenário. Nos fluxos de caixa foram subtraídos os custos operacionais, a substituição de inversores e a tributação correspondente: no cenário pré-reforma considera-se imposto de renda sobre o lucro (deduzindo depreciação), enquanto no cenário pós-reforma aplica-se o IBS/CBS sobre o faturamento. Os fluxos descontados permitiram calcular VPL e payback descontado; o payback simples foi obtido pela divisão do investimento pelo ganho anual acumulado. A TIR foi encontrada a partir da taxa que zera o VPL. Os resultados foram comparados a parâmetros da literatura para avaliar a atratividade do projeto.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os cálculos indicam custo médio da energia evitada de R\$ 0,52/kWh no cenário pré-reforma e R\$ 0,39/kWh no pós-reforma. Antes da reforma a receita de compensação supera R\$ 2,8 milhões e, mesmo após a dedução do Opex e impostos, gera VPL de aproximadamente R\$ 3,3 milhões, TIR de 21 % e payback simples de cinco anos, com payback descontado no oitavo ano, o que confirma a atratividade do investimento. Após a reforma, a receita inicial cai para cerca de R\$ 2,1 milhões; o VPL torna-se negativo (~ -R\$

1 milhão), a TIR cai para 12 % e o payback simples sobe para oito anos sem retorno descontado em 25 anos, evidenciando que a reforma reduz a rentabilidade dos projetos e favorece sistemas protocolados antes do escalonamento completo da TUSD.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Antes da reforma tributária o projeto de 3 MW apresenta VPL positivo de R\$ 3,3 milhões, TIR de 21 % e payback descontado de oito anos, demonstrando que a economia em horários fora de ponta compensa o investimento. Após a reforma, o VPL torna-se negativo e a TIR fica abaixo da taxa de atratividade em razão da redução de tarifas e da cobrança progressiva da TUSD. Assim, recomenda-se que as MPEs protocolem seus sistemas durante o período de transição da Lei 14.300/2022 para aproveitar a compensação integral e que políticas públicas de financiamento sustentem a competitividade desses projetos.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial da União: Brasília, 18 abr. 2012.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída de energia elétrica e cria o Programa de Energia Renovável Social. Diário Oficial da União: Brasília, 7 jan. 2022.

BRASIL. Emenda Constitucional nº 132, de 20 de dezembro de 2023. Altera o sistema tributário nacional e estabelece normas gerais aplicáveis ao imposto sobre bens e serviços. Diário Oficial da União: Brasília, 21 dez. 2023.

CFC – CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. Reforma tributária: o novo sistema tributário brasileiro. Brasília, 2024. Disponível em: <https://cfc.org.br>. Acesso em: 20 out. 2025.

CRUZ, Wagner Rodrigues da; JORGE, Fábio Lepre. Estudo de viabilidade econômica comparativa da instalação de painéis solares em consumidores de baixa tensão com relação à Lei 14.300/2022. Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2022.

DANTAS, Patrícia Ferreira; POMPERMAYER, Fábio Ribeiro. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Texto para Discussão nº 2379. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. PDE 2035 – Micro e minigeração distribuída e baterias atrás do medidor. Brasília: EPE, 2025.

FERREIRA, Josiane Taiene. Viabilidade econômico-financeira do uso da energia fotovoltaica. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021.

GREENER. Estudo estratégico de geração distribuída 2025 – Edição anual. São Paulo: Greener, 2025.

GUIMARÃES, Mayra Lucy; ARAÚJO, Juliano Augusto Orsi de. Viabilidade econômica de projeto de geração solar distribuída no estado de Minas Gerais. Anais do XXVI SemeAd, São Paulo, 2023.

MELO, Jefferson Lisboa. Análise de viabilidade técnico-financeira de projetos de geração distribuída em energia solar. Monografia (Especialização) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

MOREIRA, José Roberto Simões (Org.). Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Rio de Janeiro: LTC, 2019.