

Relação entre o fator de simultaneidade e a viabilidade econômica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Relationship between the simultaneity factor and economic viability in grid-connected photovoltaic systems

Relación entre el factor de simultaneidad y la viabilidad económica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red

DOI: 10.55905/oelv23n2-055

Receipt of originals: 1/10/2025

Acceptance for publication: 2/7/2025

José Eduardo Stort Fernandes

Mestre em Engenharia de Produção
Instituição: Universidade Federal de Goiás
Endereço: Anápolis, Goiás, Brasil
E-mail: joseeduardo.stort@gmail.com

Fernando Nunes Belchior

Doutor em Engenharia Elétrica
Instituição: Universidade Federal de Uberlândia
Endereço: Aparecida de Goiânia, Goiás, Brasil
E-mail: fnbelchior@ufg.br

Marcelo Nunes Fonseca

Doutor em Engenharia de Produção
Instituição: Universidade Federal de Itajubá
Endereço: Jundiaí, São Paulo, Brasil
E-mail: marcelo.fonseca@mackenzie.br

Daywes Pinheiro Neto

Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação
Instituição: Universidade Federal de Goiás
Endereço: Goiânia, Goiás, Brasil
E-mail: daywes.neto@ifg.edu.br

José Luis Domingos

Doutor em Engenharia Elétrica
Instituição: Universidade Federal de Uberlândia
Endereço: Goiânia, Goiás, Brasil
E-mail: jose.domingos@ifg.edu.br

Felipe Lima Aires

Graduado em Engenharia Elétrica
Instituição: Universidade Federal de Goiás
Endereço: Goiânia, Goiás, Brasil
E-mail: limafelipe255@gmail.com

RESUMO

A transição energética global tem impulsionado o crescimento de fontes limpas de geração de energia, com a solar fotovoltaica liderando essa expansão, especialmente no Brasil, onde representa cerca de 97% da geração distribuída. A Lei nº 14.300/2022, ao estabelecer o marco legal da geração distribuída, alterou o sistema de compensação de energia, diminuindo gradativamente o valor da energia injetada na rede em relação ao custo do consumo, o que impacta a viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos. Neste contexto, o fator de simultaneidade (FS), que relaciona o consumo instantâneo com a geração, se torna um parâmetro essencial para análise de viabilidade. Este estudo investiga o impacto do FS na viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos conectados à rede, utilizando teorias de engenharia econômica e simulação pelo Método de Monte Carlo, aplicadas a 50 distribuidoras de energia elétrica. A análise determinística revelou que, para cenários com FS entre 10% e 90%, o Valor Presente Líquido (VPL) aumentou em média 114% e o Payback Descontado (PBd) cresceu 59%. No caso típico com FS igual a 35%, o VPL médio foi de 30 (103 x R\$) e o PBd médio foi de 8 anos. Os resultados sugerem que tarifas baixas e FS elevados aumentam os riscos econômicos, oferecendo uma ferramenta útil para o planejamento energético no Brasil.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Viabilidade Econômica, Tarifa, Simultaneidade, Simulação, Monte Carlo.

ABSTRACT

The global energy transition has driven the growth of clean energy sources, with solar photovoltaics leading this expansion, especially in Brazil, where it represents about 97% of distributed generation. Law No. 14,300/2022, which established the legal framework for distributed generation, altered the energy compensation system, gradually decreasing the value of energy injected into the grid relative to consumption costs, impacting the economic feasibility of photovoltaic projects. In this context, the simultaneity factor (SF), which relates instant consumption to generation, becomes an essential parameter for feasibility analysis. This study investigates the impact of SF on the economic feasibility of grid-connected photovoltaic projects, using economic engineering theories and Monte Carlo simulation applied to 50 electric power distribution companies. The deterministic analysis revealed that, for scenarios with SF between 10% and 90%, the Net Present Value (NPV) increased by an average of 114%, and the Discounted Payback (DP) grew by 59%. In the typical case with SF of 35%, the average NPV was 30 (103 x R\$), and the average DP was 8 years. The results suggest that low tariffs and high SF increase economic risks, providing a useful tool for energy planning in Brazil.

Keywords: Photovoltaic System, Economic Feasibility, Tariff, Simultaneity, Simulation, Monte Carlo

RESUMEN

La transición energética global ha impulsado el crecimiento de fuentes de energía limpias, siendo la energía solar fotovoltaica la que lidera esta expansión, especialmente en Brasil, donde representa alrededor del 97% de la generación distribuida. La Ley N° 14.300/2022, que estableció el marco legal para la generación distribuida, alteró el sistema de compensación de energía, disminuyendo gradualmente el valor de la energía inyectada a la red en relación con el costo del consumo, lo que impacta la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos. En este contexto, el factor de simultaneidad (FS), que relaciona el consumo instantáneo con la generación, se convierte en un parámetro esencial para el análisis de viabilidad. Este estudio investiga el impacto del FS en la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos conectados a la red, utilizando teorías de ingeniería económica y simulación de Monte Carlo aplicadas a 50 distribuidoras de energía eléctrica. El análisis determinista reveló que, para escenarios con FS entre el 10% y el 90%, el Valor Presente Neto (VPN) aumentó en promedio un 114% y el Payback Descontado (PD) creció un 59%. En el caso típico con FS del 35%, el VPN promedio fue de 30 (103 x R\$) y el PD promedio fue de 8 años. Los resultados sugieren que tarifas bajas y FS altos aumentan los riesgos económicos, ofreciendo una herramienta útil para la planificación energética en Brasil.

Palabras clave: Sistema Fotovoltaico, Viabilidad Económica, Tarifa, Simultaneidad, Simulación, Monte Carlo

1 INTRODUÇÃO

A partir de 6 de janeiro de 2023, entrou em vigor a Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu o marco legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável (PERS) no Brasil (BRASIL, 2022), alterando o cenário regulatório da geração distribuída. Anteriormente, a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que instituiu o modelo *net-metering*, permitia que o prosumidor fosse faturado pela medição líquida da energia consumida e injetada na rede, sem transação financeira. Esse modelo, no entanto, gerou desafios ao equilíbrio tarifário, pois distribuidoras alegavam que consumidores geradores não contribuíam para os custos fixos das redes, o que poderia levar a aumentos tarifários para os demais consumidores. (SIMONE, 2019) (BERNARDES et al., 2022)

O impacto econômico dessa expansão foi discutido por diversos estudos, como o (VIEIRA; CARPIO, 2020), que indicaram que o modelo poderia resultar em aumentos nas tarifas residenciais entre 22% e 47% até 2035. Para mitigar essas preocupações, a Lei nº 14.300/2022 alterou o cálculo da compensação de energia, reduzindo gradualmente o valor da energia compensada, especialmente na componente Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que remunera os custos da distribuição. Esse ajuste resultou em uma desvalorização da energia injetada na rede, impactando negativamente os prosumidores, que inicialmente buscavam a redução dos custos de energia.

Estudos como o de (IGLESIAS; VILAÇA, 2022) indicam que essa atualização do sistema de compensação pode aumentar em 22% o custo nivelado de energia e elevar em 29% o tempo de retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos. A implementação do marco legal e a redução da energia compensada trazem à tona a importância do fator de simultaneidade, que quantifica a energia gerada e consumida instantaneamente, sendo essencial para calcular o faturamento da energia compensada. Outros trabalhos exploram os possíveis impactos dos incentivos fiscais e das mudanças introduzidas pela nova lei, mas, apesar dessas análises, a literatura sobre o impacto do novo modelo de compensação na viabilidade econômica de projetos de geração distribuída ainda é escassa. (CAPAZ et al., 2022) (B. F. COSTA et al., 2023).

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL

A transição energética envolve a substituição de fontes fósseis por energias renováveis com o objetivo de reduzir emissões de gases de efeito estufa e enfrentar as mudanças climáticas. Esse movimento é impulsionado pela descarbonização, descentralização e digitalização da matriz energética, porém ocorre de forma gradual, conforme a infraestrutura de cada país e a velocidade de adaptação (SIMONE, 2019) (REN21, 2022) (KÖHLER et al., 2019) (MME; EPE, 2020). Em 2021, a capacidade global de geração renovável cresceu 257 GW, com a energia solar (133 GW, +19%) e

eólica (93 GW, +13%) liderando. Apesar de uma desaceleração em comparação a 2020, as renováveis representaram 81% das novas adições, sendo 88% provenientes de solar e eólica, concentradas na China e, em menor escala, nos EUA. Esse aumento reflete a pressão por uma matriz de baixo carbono, embora ainda enfrente desafios para atingir as metas globais de descarbonização (IRENA, 2022).

A GD no Brasil, viabilizada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL e baseada no sistema de compensação de energia elétrica (*net-metering*) (ANEEL, 2012), tem impulsionado a produção de energia renovável próxima aos centros de consumo. A matriz elétrica brasileira é majoritariamente renovável, com 78,1% da oferta de eletricidade originada de fontes limpas. Entre 2020 e 2021, a capacidade instalada cresceu 3,9%, destacando-se a fonte solar, que aumentou em 41%. As fontes solar e eólica centralizadas somaram cerca de 9 GW, e a geração distribuída contribuiu para quase toda a nova capacidade instalada em 2022, refletindo a expansão das energias renováveis na matriz elétrica (IEA, 2022) (EPE, 2021) (EPE, 2022) (ANEEL, 2023b).

Segundo (ANEEL, 2023a), a GD atingiu 16,52 GW em 2022, sendo a fonte fotovoltaica predominante, com 98,55% da potência instalada em MMGD. A microgeração distribuída concentra 86% dessa capacidade, cerca de 14 GW, com maior destaque na região Sudeste, que detém 35% da potência instalada (5,5 GW). Minas Gerais e outros nove estados concentram 75% da capacidade de MMGD, com o consumo residencial representando 48% (aproximadamente 8 GW) e, junto com o setor comercial, totalizando 77,28% da carga instalada. A maior parte dos prossumidores está no subgrupo tarifário B1, embora o subgrupo A4 apresente uma média de potência por sistema mais alta, de 150 kW. A capacidade instalada está concentrada em poucas concessionárias: as 30 maiores concessionárias representam 94,8% do total, enquanto as 60 principais acumulam 99,31% dos 16,52 GW.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia solar é uma alternativa promissora na transição energética, aproveitada por sistemas fotovoltaicos que convertem luz solar em eletricidade por meio do efeito

fotovoltaico (ZILLES, et al., 2012) (PINHO; GALDINO, 2014). Esses sistemas podem operar conectados à rede elétrica (*on-grid*), isolados (*off-grid*) ou híbridos. Nos sistemas *on-grid*, o excedente de energia é injetado na rede e gera créditos, enquanto nos *off-grid*, a energia excedente é armazenada em baterias, garantindo fornecimento constante.

A energia solar é intermitente e depende das condições meteorológicas e astronômicas, exigindo dados precisos para o planejamento de projetos solares (PEREIRA; MARTINS, et al., 2017).. No Brasil, estudos sobre o potencial de geração solar consideram um rendimento de 80% para geradores fixos, mapeando a relação entre densidade populacional e disponibilidade de irradiância anual, medida em Horas de Sol Pleno (HSP) (PINHO; GALDINO, 2014). A irradiância flutua, especialmente em dias nublados, afetando diretamente a potência dos módulos fotovoltaicos.

Uma métrica amplamente utilizada para medir a eficiência do sistema é o fator de simultaneidade, que relaciona o consumo instantâneo (autoconsumo) com a geração de energia de SFCR. Representado como um índice adimensional e expresso em termos percentuais, ele quantifica a energia gerada que é consumida imediatamente. Esse conceito pode ser expresso pelas Equações (1) e (2):

$$E_{CI} = E_G \cdot FS \quad (1)$$

$$E_{EX} = E_G \cdot (1 - FS) \quad (2)$$

onde:

FS é o fator de simultaneidade, em %;

E_G é a energia gerada pelo sistema no período de referência, em kWh;

E_{CI} é a energia consumida instantaneamente pelo prosumidor, em kWh;

E_{EX} é a energia excedente injetada na rede da distribuidora, em kWh.

Segundo a literatura, (PAIXÃO; ABAIDE; SAUSEN, 2021) (MACEDO et al., 2015) o FS, que relaciona a curva de carga com a geração distribuída, tende a aumentar

quando o consumo se aproxima da geração. Esse índice reflete a eficiência do sistema, pois quanto maior a simultaneidade, maior a energia gerada e consumida simultaneamente. Além disso, é essencial para calcular a energia excedente injetada na rede, sujeita à TUSD, conforme a Lei nº 14.300/2022, e influencia a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos.

2.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS E LEGISLAÇÃO

A Estrutura Tarifária reflete os custos regulatórios das distribuidoras, distribuídos entre subgrupos e classes tarifárias, ajustados conforme modalidades e postos tarifários (ANEEL, 2022a). Esses custos envolvem geração, transmissão, distribuição, encargos setoriais, perdas e tributos (PIS/Cofins, ICMS, iluminação pública). O cálculo tarifário divide os custos em Parcela A (não-gerenciáveis, como energia e encargos) e Parcela B (gerenciáveis, como distribuição). A Parcela A representa a maior parte dos custos, seguida pelos tributos (SIMONE, 2019). As tarifas geradas, a TUSD e a Tarifa de Energia (TE), são ajustadas com base em tempo e faixa de tensão (ANEEL, 2022b).

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) estabelecem as normas do setor, detalhando a cobrança da TUSD e da TE. A TUSD fio B, que representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, é homologada pela ANEEL e ajustada anualmente. A Parcela A é ajustada para garantir a estabilidade financeira, enquanto a Parcela B é ajustada com base na inflação e em um fator de produtividade, visando promover a eficiência (ANEEL, 2022a). As distribuidoras passam por revisões tarifárias periódicas para avaliar custos e investimentos (ANEEL, 2022b). O documento da ANEEL (2023b) apresenta as tarifas TUSD e TE para os subgrupos B1, B2, B3 e A4, considerando a potência instalada em geração distribuída. A TUSD tem maior peso nas tarifas do grupo B, enquanto a TUSD convencional tende a permanecer constante nas tarifas dos subgrupos B1, B2 e B3, independentemente dos valores de TE e TUSD aplicados.

No SCEE, a energia excedente gerada pela unidade consumidora é enviada à rede e armazenada como créditos em kWh. Quando a energia injetada é maior que a

consumida, o consumidor recebe créditos para abater da conta. Esse sistema de net-metering fatura a diferença entre a energia consumida e a injetada, sem transações monetárias. O faturamento é baseado na TUSD e na TE, cuja proporção varia conforme a concessionária. A Nota Técnica nº 237/2022 da ANEEL, de 22 de dezembro de 2022, estabeleceu as regras de transição do SCEE a partir de 7 de janeiro de 2023, considerando componentes tarifários específicos. As categorias de GD são: GD I (conexões até 6 de janeiro de 2023, aplicável até 2045), GD II (conexões a partir de 7 de janeiro de 2023, aplicável até 2028 ou 2030) e GD III (conexões a partir de 7 de janeiro de 2023 com potência acima de 500 kW). A TUSD FIO B será aplicada gradualmente entre 2023 e 2028 para a GD II e 100% para a GD III, enquanto a TUSD FIO A, TFSEE e P&D_EE incidirão parcialmente ou integralmente sobre a GD III.

2.4 METODOS E DADOS VOLTADOS PARA A TOMADA DE DECISÃO

As técnicas e modelos de engenharia econômica desempenham um papel crucial na tomada de decisão, especialmente em projetos de geração de energia, pois permitem analisar a viabilidade econômica e o retorno sobre o investimento. Essa área se baseia em estimativas de resultados futuros, levando em consideração três elementos essenciais: fluxo de caixa, tempo e taxa de juros (PEREIRA, 2015) (PINHO; GALDINO, 2014). Esses elementos são utilizados para avaliar alternativas e determinar a sustentabilidade financeira de um projeto, fornecendo dados importantes para os investidores.

Indicadores como *Payback* descontado (PBd), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno modificada (TIRM) e Custo Nivelado de Energia (CNE) são comumente usados para quantificar a viabilidade econômica de projetos. Essa análise de viabilidade pode ser dividida em métodos determinísticos e probabilísticos. Enquanto os métodos determinísticos consideram dados fixos e não lidam com incertezas, o que pode gerar imprecisões nos resultados (BLANCK; TARQUIN, 2008), os métodos probabilísticos, por incorporarem incertezas e variações dos dados de entrada, oferecem uma visão mais precisa e realista do risco econômico, aumentando a transparência na tomada de decisão (PEREIRA, 2015). Embora mais complexos, esses métodos, como o

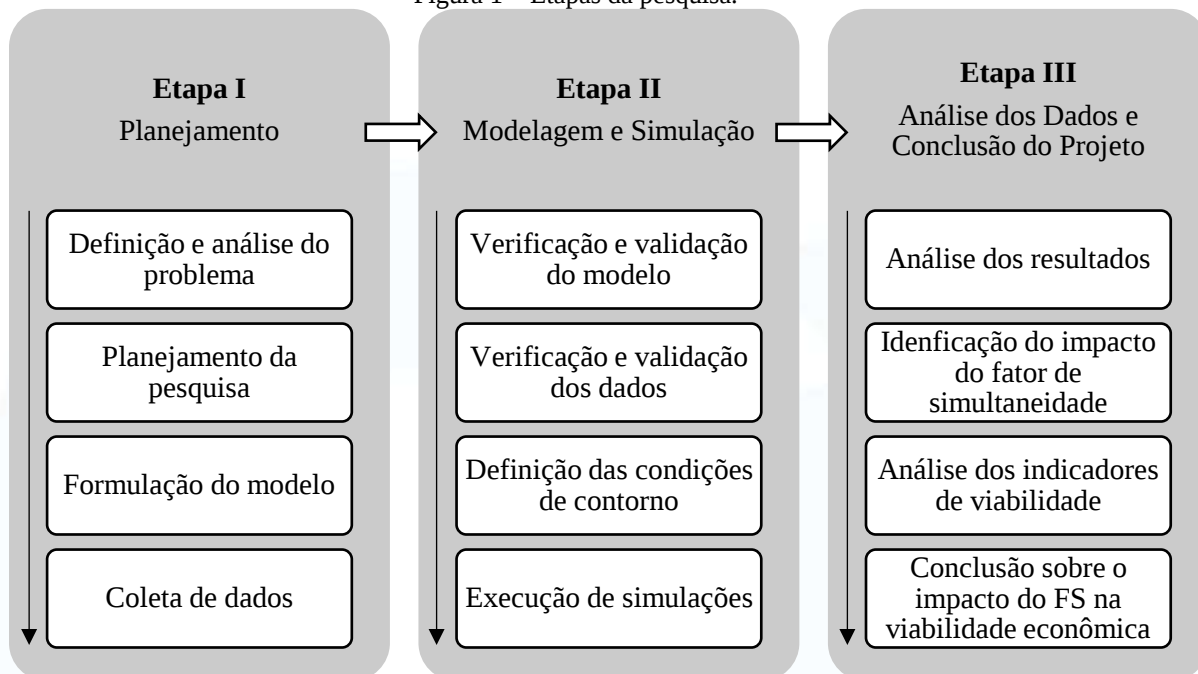
Método de Monte Carlo (MMC), são fundamentais para simular diferentes cenários e quantificar os riscos econômicos de maneira mais eficaz, especialmente em projetos de geração de energia, onde variáveis como taxa de irradiação solar e demanda de energia estão fortemente ligadas a um futuro incerto (PEREIRA et al., 2014).

Outra análise importante para a tomada de decisão é a análise de sensibilidade, que avalia como variações nos parâmetros de um investimento impactam seus indicadores financeiros. Essa ferramenta ajuda a identificar as variáveis com maior influência sobre os resultados financeiros, permitindo priorizar aquelas que exigem estimativas mais precisas (BLANCK; TARQUIN, 2008). Embora seja útil para compreender a relação entre as variáveis e os indicadores financeiros, a análise de sensibilidade não captura as complexidades do comportamento conjunto dessas variáveis, limitando sua capacidade de refletir completamente a dinâmica dos projetos.

3 METODOLOGIA

O objetivo geral desta pesquisa é identificar como o FS impacta a viabilidade econômica de SFCR, no contexto do SCEE. Para alcançar esse objetivo, este capítulo descreve a metodologia aplicada e o detalhamento das etapas envolvidas no desenvolvimento do trabalho, conforme Figura 1.

Figura 1 – Etapas da pesquisa.



Fonte: Elaborado pelos autores.

3.1 ETAPA I - PLANEJAMENTO

A Etapa I da pesquisa inicia com a definição do problema, seguida pela definição dos objetivos, que buscam entender como o FS impacta a viabilidade econômica dos projetos fotovoltaicos conectados à rede, considerando a legislação vigente. Na fase de planejamento, avalia-se a exequibilidade, viabilidade e possibilidade da pesquisa, estabelecendo um cronograma detalhado das atividades. O terceiro passo envolve a formulação do modelo matemático, utilizando teorias de engenharia econômica e o MMC para simular o impacto do FS na viabilidade do projeto. Para isso, é desenvolvido um modelo de fluxo de caixa para calcular os indicadores de viabilidade do projeto. E por fim, são coletados os dados de cada variável indicada no modelo matemático proposto.

Com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica do projeto fotovoltaico e estimar seu retorno financeiro, a Equação (3) foi desenvolvida. Ela é utilizada para calcular a tarifa de aplicação, conforme a Lei nº 14.300/2022, que regula o SCEE, sendo uma métrica essencial no cálculo do fluxo de caixa.

$$TA_n = [(1 - PR_{TUSD}).TUSD + (1 - PR_{TE}).TE].(1 + \beta)^n \quad (3)$$

onde:

TA_n	é o valor da tarifa de aplicação no ano n, em R\$/MWh;
PR_{TUSD}	é a redução proporcional da TUSD no ano n;
PR_{TE}	é a redução proporcional da TE no ano n;
$TUSD$	é o valor aplicado à TUSD, em R\$/MWh;
TE	é o valor aplicado à TE, em R\$/MWh;
β	é a taxa anual de reajuste da tarifa de aplicação, em %.

No entanto, para o caso da GD II, há um aumento anual apenas da parcela PR_{TUSD} , o que leva à redução progressiva da compensação da TUSD. Nesse contexto, a Equação (3) pode ser reescrita pela Equação (4), da seguinte forma:

$$TA_n = [(1 - PR_{TUSD}).TUSD + TE].(1 + \beta)^n \quad (4)$$

Considerando a hipótese de constante desvalorização da energia injetada na rede em relação à energia consumida instantaneamente, o modelo elaborado considera dois fluxos de caixa descontado (FC) para cada uma dessas parcelas de energia, conforme as Equações (5) e (6).

$$FC(E_{CI})_n = \frac{E_G.FS.(1 - \alpha)^n.TA(E_{CI})_n - O\&M.(1 + \gamma)^n}{(1 + r)^n} \quad (5)$$

$$FC(E_{EX})_n = \frac{E_G.(1 - FS).(1 - \alpha)^n.TA(E_{EX})_n - O\&M.(1 + \gamma)^n}{(1 + r)^n} \quad (6)$$

onde:

$FC(E_{CI})_n$	é o fluxo de caixa da energia consumida instantaneamente, no ano n, em R\$;
$FC(E_{EX})_n$	é o fluxo de caixa da energia excedente compensada, no ano n, em R\$;
E_G	é a energia fotovoltaica média gerada no ano n, em kWh;

FS	é o fator de simultaneidade, em porcentagem (%);
$TA(E_{CI})_n$	é a tarifa de aplicação da energia consumida instantaneamente, no ano n , em R\$/kWh, sem o desconto PRTUSD;
$TA(E_{EX})_n$	é a tarifa de aplicação da energia excedente compensada, no ano n , em R\$/kWh com o desconto PRTUSD;
$O\&M$	é o custo com operação e manutenção do sistema, em R\$;
α	é a taxa anual de degradação do sistema fotovoltaico, em %;
γ	é a taxa anual de reajuste dos custos com O&M, em %;
r	é a TMA ou taxa anual de desconto aplicada aos fluxos de caixa, em %.

Na parcela $FC(E_{CI})_n$, que representa o fluxo de caixa descontado da energia consumida instantaneamente, não há desconto da TUSD fio B. Já na parcela $FC(E_{EX})_n$, referente ao fluxo de caixa descontado da energia excedente, ocorre o desconto progressivo da TUSD fio B. Com base nas Equações (3), (5) e (6), e considerando o fluxo de caixa inicial FC_0 igual a I_0 , os indicadores de engenharia econômica podem ser reescritos, sendo o VPL definido pela Equação (7).

$$VPL = -I_0 + \sum_{i=0}^n FC(E_{CI})_i + \sum_{i=0}^n FC(E_{EX})_i \quad (7)$$

A TIRM e o CNE, por sua vez, correspondem às Equações (8) e (9), respectivamente.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{E_G \cdot FS \cdot (1 - \alpha)^i \cdot TA(E_{CI})_i - O\&M \cdot (1 + \gamma)^i}{(1 + MTIR)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{E_G \cdot (1 - FS) \cdot (1 - \alpha)^i \cdot TA(E_{EX})_i - O\&M \cdot (1 + \gamma)^i}{(1 + MTIR)^i} \quad (8)$$

$$CNE = \frac{VPL_i}{\sum_{i=0}^n E_{Gi}} \quad (9)$$

onde:

- I_0 é o investimento inicial, em R\$;
 n é o número de anos considerados na análise, ou vida útil do sistema.

3.2 ETAPA II – MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Os dois primeiros passos da Etapa II, relacionados à verificação e validação dos dados e do modelo, são realizados simultaneamente. Após a coleta e verificação dos dados, o modelo é implementado e seus resultados analisados através dos indicadores VPL, TIRM, PBd e CNE, para verificar se atendem às metas da pesquisa. Se houver convergência, o modelo é validado; caso contrário, ele é corrigido. Assim, tanto os dados quanto o modelo são validados quando representam de forma adequada um sistema real.

O terceiro passo da Etapa II, sobre as condições de contorno, define as entradas para o dimensionamento de um SFCR. Esse passo considerou as variáveis fixas, exceto o FS, que varia entre 10%, 35%, 90% e 100%. As condições de contorno, que descrevem as características gerais do projeto para as 50 distribuidoras, estão detalhadas na Tabela 1. A eficiência do sistema e a taxa de reajuste da tarifa de aplicação (β) foram definidas com base em dados de fabricantes e histórico do setor residencial dos últimos dez anos.

Tabela 1 – Condições de contorno gerais do projeto.

Nome da variável independente	Valor variável independente
Consumo médio da UC por mês, em kWh	1000,00
Consumo médio da UC por dia, em kWh	33,33
Tipo da fonte distribuída	Solar fotovoltaica
Porte da Fonte	Microgeração distribuída – Micro GD
Modalidade da UC	Convencional
Subgrupo tarifário	B1
Classe de consumo	Residencial
Tarifa	Tarifa de aplicação
Alimentação elétrica da UC	Trifásica
Investimento inicial I_0 , em R\$	$I_0 = P_{SIST} \cdot Preço_{wp}$
Operação e Manutenção (O&M), em %	2,5 a.a. do Investimento inicial (I_0); 30,0 do Investimento inicial (I_0) após 12 anos para substituição do inversor.
Distribuidora “X”	50 maiores distribuidoras de energia, em GD, no Brasil, de modo que $X \sim (1 \text{ a } 50)$

Nome da variável independente	Valor variável independente
Tarifa Elétrica na Distribuidora “X”, com impostos, em R\$/kWh	Última Resolução homologada pela ANEEL (reajuste e/ou revisão tarifária)
TUSD na Distribuidora “X”, com impostos, em R\$/kWh	Última Resolução homologada pela ANEEL (reajuste e/ou revisão tarifária)
Percentual da TUSD fio B sobre o total da TUSD na Distribuidora “X”, em %	Última Resolução homologada pela ANEEL (reajuste e/ou revisão tarifária)
Impostos incidentes sobre a tarifa de aplicação, ao mês (a.m.), em %	ICMS = 18,0 a.m.; PIS = 5,0 a.m.; COFINS = 1,0 a.m.
Taxa anual de reajuste da O&M (γ), em %	2,0 a.a.
TIRM – taxa de investimento, em %	TMA
TIRM – taxa de captação de recursos, em %	1,5 a.m. ou 19,56 a.a.
Período de análise (n), em anos	25

Fonte: Elaborado pelos autores.

As variáveis dependentes ou de saída são os indicadores econômicos: i) VPL, ii) TIRM, iii) PBd e iv) CNE. Já as variáveis independentes ou de entrada são divididas em dois grupos: i) variáveis aleatórias ou estocásticas e ii) variáveis determinísticas.

Para o FS, a taxa de reajuste da tarifa de aplicação, a eficiência do sistema, a irradiação local e a taxa de degradação do sistema, utiliza-se a distribuição triangular de probabilidade, que é adequada para variáveis com valores mínimo, máximo e mais provável conhecidos. Já o preço dos SFCR segue uma distribuição normal, após teste de Shapiro-Wilk, com a média e o desvio padrão como parâmetros. A distribuição normal é usada porque o valor médio é o mais provável, é simétrica e os valores tendem a se concentrar em torno da média, apresentando baixa variância. As variáveis de entrada do modelo para realização da análise determinística estão elencadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Variáveis de entrada para análise determinística.

Nome da variável independente	Valor variável independente
Fator de simultaneidade (FS), em %	Valores discretos iguais a: FS = 10; FS = 35; FS = 90 e FS = 100
Preço do Wp instalado, em R\$	4,40
Taxa anual de reajuste da tarifa de aplicação (β), em %	4,0 a.a.
Eficiência do sistema, em %	80,0
Média diária anual das HSP sobre o plano dos painéis (HSP_M), em kWh/m ² /dia	5,0
Taxa anual de degradação do sistema (α), em %	1,0 a.a.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A análise do FS foca no SFCR residencial do subgrupo B1, que representa 98,55% da capacidade instalada de GD no Brasil, totalizando mais de 16 GW. Usinas de micro

GD possuem processos de aprovação mais simples e os custos de melhorias na rede são responsabilidade das distribuidoras. Modalidades como autoconsumo remoto e geração compartilhada, com baixos índices de simultaneidade, não são consideradas. A classe residencial, responsável por 48% da capacidade total de GD, é a mais influenciada pelo FS devido às características típicas de suas curvas de carga. O subgrupo B1 é o mais representativo, com 7,8 GW de potência instalada.

Para a análise, considera-se um sistema fotovoltaico capaz de suprir a demanda média mensal de 1000 kWh de uma unidade consumidora do subgrupo B1, com investidores de pequeno porte (pessoas físicas ou jurídicas com lucro presumido). O fluxo de caixa do acionista é desenvolvido considerando apenas o custo de capital próprio do investidor, e a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) é calculada com base no modelo do CAPM, seguindo o mesmo método utilizado pela (ANEEL, 2023b), com o beta desalavancado (β). A aplicação desse modelo resulta em uma TMA de 16,12% ao ano.

O passo 4 da Etapa II realiza-se a análise determinística com planilhas eletrônicas. As distribuições foram escolhidas com base no comportamento das variáveis, visando obter resultados mais realistas. O MMC gera valores para os indicadores econômicos CNE, TIRM e VPL, representados por suas distribuições. Após as simulações, os resultados são analisados para verificar o comportamento dos indicadores e determinar o número mínimo de iterações necessárias para garantir a convergência.

3.3 ETAPA III – ANALISE DOS DADOS E CONCLUSÃO DO PROJETO

Analisa-se como a variação discreta do FS afeta os indicadores econômicos VPL e PBd, verificando a relação entre eles. Nas etapas seguintes, gráficos e tabelas são analisados para entender o comportamento dos indicadores econômicos em relação à variação do FS, considerando a estrutura tarifária de cada distribuidora. No último passo da Etapa III, é elaborada a conclusão do projeto, destacando o impacto do FS na viabilidade econômica.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 3 traz a lista das 50 distribuidoras analisadas neste estudo.

Tabela 3 – Lista das distribuidoras analisadas neste estudo.

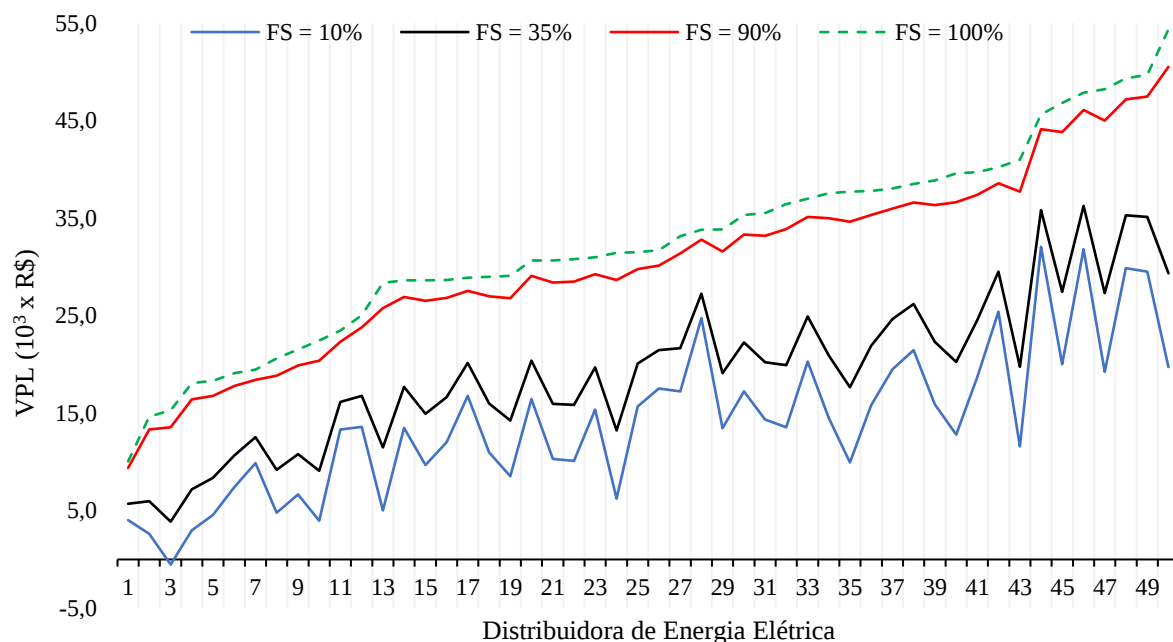
ID e Distri- bui- dora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Coprel	Cemirim	Ebo	Eletrocar	Hidropan	Copel	Celesc	Certel Energia	Cerbra- norte	Epb
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Dcelt	Ess	Equato- rial Ma	Dmed	Cemig D	Edp Sp	Ceee-D	Eetro- paulo	Ceron	Celg D
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	Chesp	Cosern	Edp Es	Ese	Cpfl Pau- lista	Cpfl Pi- ratininga	Elektro	Cebdis	Rge sul	Ceripa
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	Cermis- sões	Cea	Cerfox	Enel Ce	Eletroacre	Creluz- D	Celpe	Celetro	Equato- rial Pi	Coelba
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
	Equato- rial Al	Elfsm	Eto	Light	Ems	Enf	Emt	Ame	Enel Rj	Equato- rial Pa

Fonte: Elaborado pelos autores.

Para cada uma das 50 distribuidoras, foram calculados o VPL e o PBd para os valores do FS de 10%, 35%, 90% e 100%. A análise do FS igual a 100% foi realizada para comparar a viabilidade econômica do projeto antes e depois da instituição do marco legal da MMGD. Antes da vigência da Lei, sob a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, o FS era considerado 100%, pois a tarifa compensada não sofria abatimentos.

A Figura 2 ilustra a influência do FS no VPL, mostrando que, em cada distribuidora, o VPL aumenta à medida que o FS cresce. Além disso, a curva do VPL se suaviza conforme o FS se aproxima de 100%, o que é esperado, já que, nesse ponto, o valor da energia compensada, com desconto da TUSD fio B, tende a zero.

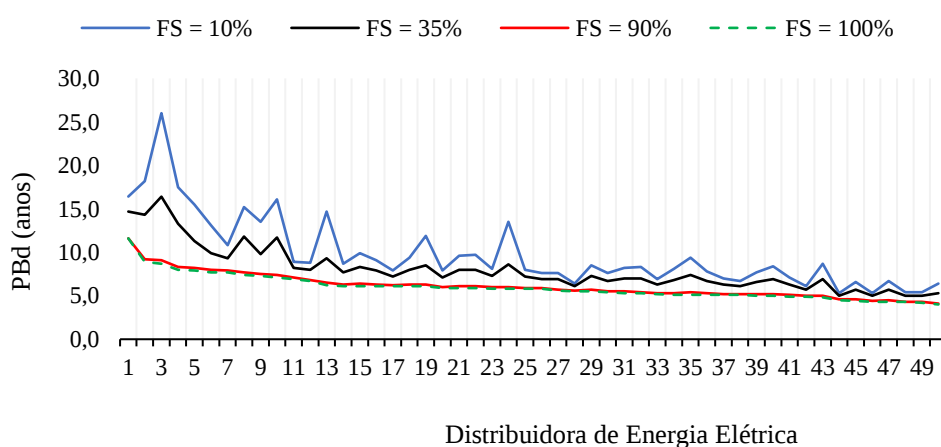
Figura 2 – Comportamento geral do VPL frente às variações do FS.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 3 ilustra a influência do FS sobre o PBd, evidenciando que o PBd reduz conforme o FS aumenta. Observa-se ainda que a curva do PBd se torna mais suave à medida que o FS se aproxima de 100%, comportamento também registrado para o VPL.

Figura 3 – Comportamento geral do PBd frente às variações do FS.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Tabela 3 apresenta a média do VPL para toda a amostra nos diferentes cenários

de FS, mostrando um aumento médio de 114% entre FS de 10% e 90%.

Da mesma forma, Δ_{PBd} está relacionado à magnitude da TA e ao percentual da TUSD fio B em relação à TA. A Tabela 3 também mostra a média do PBd nas diferentes condições de FS, indicando uma redução média de 59% entre FS de 10% e 90%. A análise determinística, que variou apenas o FS mantendo outras variáveis constantes, confirma que o aumento do FS impacta os indicadores econômicos: o VPL cresce enquanto o PBd diminui.

Tabela 3 - Média do VPL, para toda a amostra, em diferentes cenários.

Cenário	Média do VPL ($10^3 \times R\$$)	Média do PBd (anos)
FS = 10%	14,2	9,8
FS = 35%	19,3	8,0
FS = 90%	30,4	6,1
FS = 100%	32,5	6,0
Δ	16,2	3,6

Fonte: Elaborado pelos autores.

Os resultados referentes à variação somente do FS, mantendo-se fixas a outras variáveis do modelo, indicam influencia nos indicadores econômicos VPL e PBd. À medida que o FS aumenta, o VPL aumenta, enquanto PBd diminui.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu uma nova metodologia para avaliar a viabilidade econômica de projetos de microgeração distribuída conectados à rede, no contexto do SCEE da Lei nº 14.300/2022. Diferente de estudos anteriores, incorporou-se o FS, que mede o percentual de energia gerada e consumida instantaneamente. A análise abrangeu as 50 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, representando, em janeiro de 2023, 98,81% da potência instalada em MMGD.

A análise determinística mostrou que o FS impacta diretamente o VPL e o PBd, com aumentos de FS resultando em VPLs mais altos e PBds mais baixos. Entre os cenários de FS de 10% e 90%, houve aumento médio de 114% no VPL e 59% no PBd. Comparando o novo SCEE com a REN nº 482/2012, observou-se menor viabilidade econômica no novo sistema.



Os resultados indicaram viabilidade econômica para todas as distribuidoras analisadas, mas TA baixos combinadas com FS altos aumentam os riscos inerentes ao investimento. O trabalho atingiu seus objetivos, analisando o comportamento do FS na GD e sua interferência na viabilidade de projetos fotovoltaicos conectados à rede.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília Agência Nacional de Energia Elétrica , , 2012. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022**. Agência Nacional de Energia Elétrica , , 2022a. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.>>
- ANEEL. **PRORET - Módulo 7 : Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Procedimentos Gerais**. , 2022b. Disponível em:
<<https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 10 jan. 2023
- ANEEL. **Tarifas homologadas das distribuidoras de energia elétrica**. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br>>.
- ANEEL. Nota Técnica nº 23/2023 - SGT-SRM/ANEEL. . 2023 b.
- ANEEL. **Geração distribuída - Relação de empreendimentos**. Disponível em:
<<https://dadosabertos.aneel.gov.br/>>.
- B. F. COSTA, V. et al. Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. **Solar Energy**, v. 249, p. 694–711, 1 jan. 2023.
- BERNARDES, P. A. C. DE S. et al. Net metering and tax incentives for distributed generation in Brazil: Economic impact analysis for swine biogas. **Journal of Cleaner Production**, v. 375, 15 nov. 2022.
- BLANCK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia Econômica**. 6ª ed. São Paulo: McGraw Hill, 2008.
- BRASIL. Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022. . 2022, p. 12.
- CAPAZ, R. S. et al. Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, n. July, 2022.
- IEA, 2022. **World Energy Outlook 2022**. Paris: [s.n.]. Disponível em:
<<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>>. Acesso em: 1 jan. 2023.
- IGLESIAS, C.; VILAÇA, P. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides. **Energy Policy**, v. 167, n. June, p. 113091, 2022.
- IRENA, 2022. **Renewable capacity highlights**. [s.l: s.n.]. Disponível em:
<www.irena.org/publications.>.

KÖHLER, J. et al. An agenda for sustainability transitions research: State of the art and future directions. **Environmental Innovation and Societal Transitions**, v. 31, p. 1–32, 1 jun. 2019.

MACEDO, M. N. Q. et al. Typification of load curves for DSM in Brazil for a smart grid environment. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 67, p. 216–221, 2015.

MME; EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 27 dez. 2022.

PAIXÃO, J. L. DA; ABAIDE, A. DA R.; SAUSEN, J. P. Analysis of the Impact of Photovoltaic Microgeneration on the Electricity Distribution Network. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 1, p. 2887–2911, 2021.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: [s.n.].

PEREIRA, E. J. DA S. et al. Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy. **Renewable Energy**, v. 69, p. 347–355, 2014.

PEREIRA, E. J. DA S. **Análise de risco de geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede usando o método de Monte Carlo**. Belém: Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.

SIMONE, L. F. C. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores**. São Paulo: Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 12 ago. 2019.

VIEIRA, S. J. DE C. V.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084–1098, 1 out. 2020.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012.