ANÁLISE DO IMPACTO DA LEI 14.300 NA SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA DAS MICROGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS NO ESTADO DA PARAÍBA

Adonias A. A. Neto, Eliton B. Barbosa, Karla P. B. de Souza, Felipe V. Lopes, Rogério S. Peruchi, Adriano S. Marques

Universidade Federal da Paraíba

eliton.barbosa@cear.ufpb.br

RESUMO

Este estudo examina os efeitos da transição energética, com ênfase na energia solar fotovoltaica (FV), diante das mudanças regulatórias advindas da Lei 14.300/2022 no Brasil. A conscientização crescente sobre os impactos ambientais da energia não sustentável impulsiona a busca por alternativas ecológicas. A energia solar FV desponta como uma alternativa inovadora, contribuindo significativamente para a capacidade instalada do Brasil, atingindo 28,9 GW em 2023, sendo 70% provenientes da geração distribuída (GD). A região Nordeste do Brasil assume papel crucial, respondendo por mais de 90% da capacidade instalada de energia eólica no país. Contudo, a eficácia dessas fontes renováveis demanda uma análise minuciosa das condições climáticas. A GD solar registrou crescimento exponencial desde a Resolução Normativa (RN) 687/2015, atingindo 780.466 novas conexões em 2022. A Lei 14.300/2022, apesar de trazer estabilidade ao mercado, impacta o retorno de investimentos em microgerações distribuídas. Este estudo revela que, embora haja uma redução na rentabilidade financeira para sistemas enquadrados na GD II em comparação à GD I, o retorno do investimento em microgeração solar permanece atrativo, superando outras formas de investimento convencionais. Além disso, destaca-se a relevância da análise da curva de consumo e do fator de simultaneidade, que afetam diretamente os indicadores financeiros dos investimentos FV no novo sistema de compensação. A pesquisa contribui com informações essenciais para investidores tomarem decisões informadas sobre o setor.

Palavras-chave: Transição Energética; Energia Solar Fotovoltaica; Lei 14.300/2022; Microgeração Distribuída; Impactos Econômicos.

INTRODUÇÃO

De acordo com os autores (RIGO et al., 2019), a pressão por mudanças no setor energético reflete a crescente conscientização sobre os impactos climáticos causados pela produção e consumo de energia não sustentável em todo o mundo. À medida que as nações enfrentam desafios energético cada vez mais complexos, a busca pelo desenvolvimento sustentável torna-se imperativa para garantir um futuro mais equilibrado.

Observou-se que a transição energética, especificamente no setor de energia solar FV (FV), surgiu como método revolucionário para induzir uma mudança significativa de energias baseadas em carbono, partindo de forma mais incisiva, ao caminho das energias renováveis, principalmente tratando-se em planos das próximas décadas (GORJIAN et al., 2021).

O Brasil atingiu 28,9 GW de capacidade instalada em energia solar FV (ABSOLAR, 2023), com 30% de geração centralizada (GC) e 70% de geração distribuída (GD), representando 13,1% do mix energético nacional. Segundo a ANEEL (2020), a região Nordeste é responsável por mais de 90% da capacidade instalada de energia eólica.

Dados da ANEEL (2023), mostram também que a GD cresceu exponencialmente a partir de 2015, ano em que foi instituída a RN (Resolução Normativa) 687/2015, que alterou a RN 482/2012, saltando de 1.300 novas conexões em 2015 para 780.466 novas conexões no ano de 2022. Dessa forma, a GD por fonte solar FV atingiu, ao fim de 2022, o valor acumulado de 1.657.286 unidades geradoras e 2.161.626 unidades consumidoras recebendo créditos de energia, o que representa um total de 18,08 GW de potência instalada.

A Lei 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da GD, trouxe um arcabouço regulatório mais robusto em comparação às resoluções normativas anteriores, oferecendo mais garantias jurídicas e maior previsibilidade ao mercado (GREENER, 2023). Contudo, as alterações no sistema de compensação impactam diretamente o tempo de retorno dos investimentos em microgerações distribuídas.

Segundo (COSTA et al., 2022), o Marco Legal da GD tem como principal objetivo reduzir a compensação pela eletricidade injetada na rede, protegendo os participantes do mercado. Essa mudança busca diminuir a relação entre a energia injetada e a consumida pela distribuidora, beneficiando tanto as empresas distribuidoras quanto os consumidores sem sistemas de GD. A regulamentação visa evitar a espiral da morte, onde o aumento das tarifas é necessário para equilibrar as finanças das concessionárias diante da crescente penetração da GD (CASTANEDA et al., 2017).

A Resolução Normativa criou o sistema de compensação de energia, permitindo que consumidores gerassem eletricidade e injetassem o excedente na rede, gerando créditos para abater o consumo futuro. Segundo o Ministério de Minas e Energia (EPE, 2016), a resolução facilitou o acesso à rede e ofereceu incentivos fiscais e tarifários, tornando a GD mais atrativa para os consumidores.

Desta forma, as mudanças impostas pela nova lei estão gerando impactos significativos nos pequenos produtores de energia, especialmente aqueles que dependem da geração distribuída (GD). O foco desta pesquisa, portanto, é analisar esses impactos, com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica dos investimentos em microgeração solar, considerando as mudanças regulatórias para diferentes perfis de usuários. O estudo é restrito ao estado da Paraíba, onde se busca compreender como as novas regras afetam a rentabilidade desses investimentos.

METODOLOGIA

A metodologia deste artigo, adaptada de (IGLESIAS; VILAÇA, 2022), analisa indicadores econômicos de viabilidade em sistemas FVs, como TIR, fluxo de caixa acumulado e payback descontado. Foram simulados o desempenho e retorno financeiro de usinas de microgeração pelos sistemas de compensação da Lei 14.300/2022 e RN 482/2012, considerando características técnicas e localização em João Pessoa, com irradiação média de 5,54 KW/m².dia (CRESESB, 2024).

O objetivo permeou sob a análise do impacto econômico da Lei 14.300/22 e as mudanças no sistema de compensação para microgeração, considerando diferentes perfis de consumidores e demandas mensais. A metodologia envolveu a coleta de dados essenciais para calcular o desempenho de sistemas FVs, incluindo tarifa de energia, taxa mínima de atratividade, perfis de consumidores, curva de consumo, irradiação local e custos de aquisição, operação e manutenção (FIGURA 1).

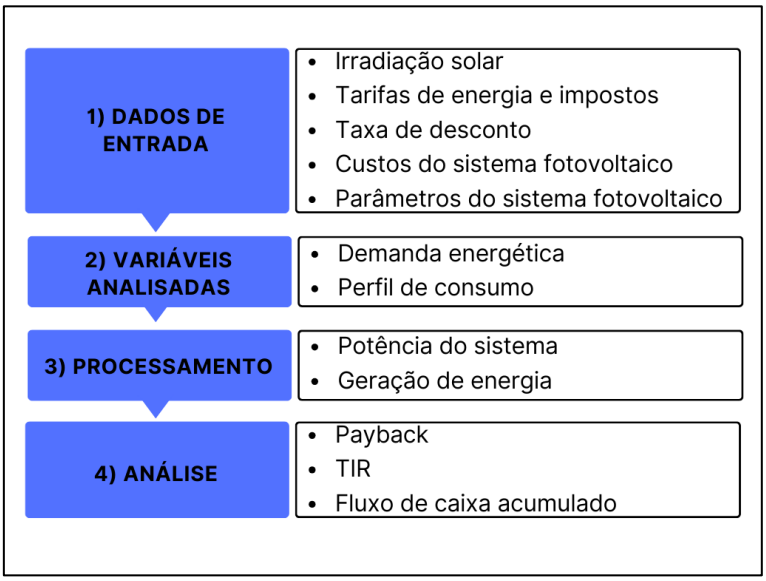

Figura 1 - Fluxograma de Pesquisa para Análise de Dados de Demanda de Energia e Fatores de Simultaneidade.

A modelagem dos sistemas FVs foi realizada no software PVSOL Premium, amplamente utilizado para avaliar desempenho e simular resultados financeiros. O cálculo da eficiência econômica segue o método do Valor Presente Líquido (VPL), conforme a norma VDI 6025 (Verein Deutscher Ingenieure, 2015), que utiliza taxas de variação para custos e pagamentos, considerando a incerteza de custos, diferindo dos métodos estáticos.

O valor presente dinâmico (V*Pd*) de uma sequência de pagamento dinâmica de preço, de acordo com a VDI 6025, reflete no presente a série anual de fluxo de caixa durante a vida útil do sistema FV (LANDEIRA, 2013) (EQUAÇÃO 1).

$$VP_d = Z_d \; x \; b(T, q, r) \qquad (1)$$

Onde Zd é a sequência de pagamentos dinâmicos de preço e b(T,q,r) é a função do fator de valor presente (EQUAÇÃO 2).

$$b(T,q,r) = \begin{cases} 1 - \left(\frac{r}{q}\right)^{t}; r \neq q \\ \frac{T}{q}; r = q \end{cases} \quad (2)$$

No formato explicativo, o fator de valor presente é uma função com as variáveis fator de retorno de capital (q), fator de mudança de preço (r) e período de tempo (T) que é a vida útil do sistema FV. A sequência de pagamento dinâmico de preço é dada pela Equação 3, que soma uma sequência de pagamentos aumentada periodicamente pelo fator de mudança de preço, começando com o primeiro pagamento.

$$Z_t = \sum Z \, x \, r^{(t-1)} \quad (3)$$

A taxa de desconto será adotada como a TMA (Taxa Mínima de Atratividade), que é a taxa mínima que o investidor se propõe a receber por um valor investido (IGLESIAS; VILAÇA, 2022; MARCHIORO; RODRIGO DIOGO; ROSIEL CAMARGO, 2018). Ela representa o custo de oportunidade do investidor, levando em conta o risco e o tempo associado ao investimento. A taxa de desconto exigida tende a aumentar à medida que cresce a percepção de risco em relação a um investimento.

O payback descontado analisará o tempo de retorno em anos, levando em consideração o valor do dinheiro no tempo. O investimento será considerado inviável caso o tempo de retorno ultrapasse a vida útil dos painéis FVs (KUMAR; AGARWAL; KUMAR, 2021).

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foram analisados cinco diferentes perfis de consumidores com diferentes demandas energéticas, englobando clientes do tipo residencial, comercial e industrial, limitados a um consumo máximo que resulte no enquadramento em micro GD, isto é, com potência instalada máxima de 75KWp (TABELA 1).

Tabela 1 – Perfis de Consumo

Consumidor	Perfil	Demanda Energética
1	Residencial	500 kWh/mês
2	Residencial	1000 kWh/mês
3	Comercial	2000 kWh/mês
4	Comercial	4000 kWh/mês
5	Industrial	8000 kWh/mês

Este estudo analisou a viabilidade financeira de diferentes perfis de usuários na distribuidora Energisa Paraíba. Foram consideradas variáveis como consumo médio mensal, tarifas de energia, perfil de consumo, fator de simultaneidade e a modalidade de geração conforme o Marco Legal da GD. Esses fatores são essenciais para avaliar a viabilidade financeira de sistemas FVs de microGD, especialmente com a transição da Lei 14.300/22.

As tarifas de consumo, essenciais para o cálculo de indicadores financeiros, foram obtidas diretamente do site da ANEEL (2020), mais especificamente da NT 237, referente à concessionária Energisa Paraíba, com data de referência Janeiro de 2024. Ressalta-se que a tarifa de consumo é igual para todos os perfis de consumidores analisados neste estudo (TABELA 2).

Tabela 2 – Variáveis padrões para todos os estudos de caso

Tarifa	Valor
Tarifa sem Imposto	R$ 0,60219/kWh
TUSD fioB	R$ 227,25/MHh
PIS	0,67%
COFINS	3,07%
ICMS	18,00%

O benefício da energia injetada considera os parâmetros do sistema de compensação da Lei 14.300/22, calculado a partir da tarifa de consumo, do componente TUSD FioB e

impostos. A lei estabelece um período de transição com um aumento anual na tarifa de compensação e define que a cobrança compensada, em R$/kWh, reflete a tarifa aplicada à energia injetada, enquanto o benefício injetado representa o valor líquido recebido pelo gerador após a compensação. Esses valores são essenciais para avaliar o impacto financeiro do Marco Legal da GD ao longo do tempo (TABELA 3).

Tabela 3 – Benefício da energia injetada considerando a Lei 14.300/22

Ano	% ao Ano	Cobrança (R$/kWh)	Benefício (R$/kWh)
2024	30%	0,0832	0,9402
2025	45%	0,1248	0,8986
2026	60%	0,1664	0,8570
2027	75%	0,2081	0,8154
2028	90%	0,2497	0,7737

Os consumidores residenciais foram considerados monofásicos, com custo de disponibilidade de 30 KWh, enquanto os consumidores comerciais e industriais foram tratados como trifásicos, com custo de 100 KWh. Foi considerada uma queda linear na produção do sistema FV de 0,8% ao ano, conforme as especificações do módulo utilizado. A taxa mínima de atratividade para todos os estudos de caso foi de 9,2844%, baseada na SELIC.

Os custos de aquisição foram obtidos no estudo estratégico da GREENER (2023), com referência em junho de 2023, conforme Tabela 4. Para operação e manutenção, incluindo a substituição do inversor, foi considerado anualmente 1% do investimento inicial (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015).

Tabela 4 – Resultados financeiros do estudo de caso 2

Potência	Valor Médio
2 kWp	R$ 4,48/kWp
4 kWp	R$ 3,68/kWp
8 kWp	R$ 3,26/kWp
12 kWp	R$ 3,02/kWp
30 kWp	R$ 2,81/kWp
50 kWp	R$ 3,03/kWp
75 kWp	R$ 3,64/kWp

Para o dimensionamento dos sistemas FV, foram escolhidos os módulos Canadian CS3Y 500MS de 500W e inversores Growatt, que servem como exemplo nos estudos de caso, mas não afetam os resultados financeiros. A Tabela 5 apresenta os valores padrão utilizados, que são constantes em todos os casos e não influenciam as análises. Alguns dados são específicos da localização, enquanto outros não foram considerados neste estudo.

Tabela 5 – Variáveis padrões para todos os estudos de casos

Dados	Valor
Irradiação Média	5,54 kWh/m²/dia
Inclinação dos Módulos	10°
Orientação	Norte (180º)
Inflação Energético	8%a.a.
Custos Operacionais	1%a.a.

A. Estudo de caso 1

Este estudo avalia perfis de consumidores e variáveis que influenciam a viabilidade financeira de sistemas FV de microGD, usando como exemplo um sistema residencial hipotético com consumo médio de 500 kWh/mês (subgrupo B1). A curva de consumo da

Energisa Paraíba mostra pico entre 18h e 23h, quando o sistema FV está inoperante (FIGURA 2). O sistema dimensionado para o caso 1, com potência de 4,00 kWp, visa suprir a demanda energética. A Tabela 6 apresenta os resultados de performance, geração, autoconsumo, injeção na rede, fator de simultaneidade e emissões evitadas.

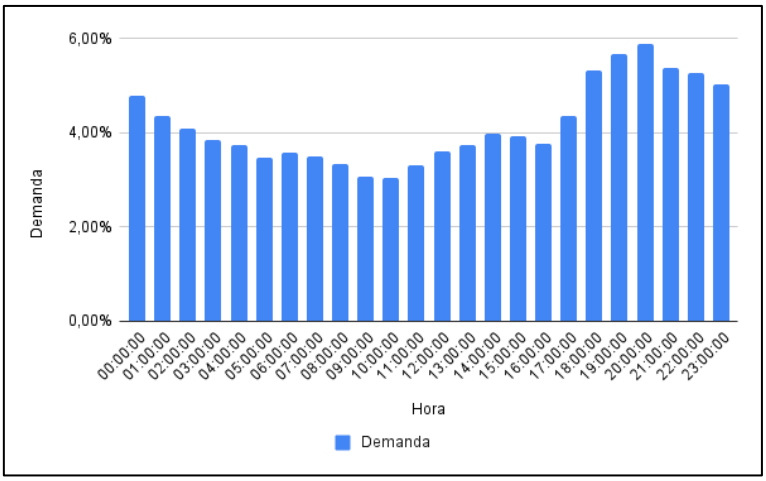

Figura 2 - Curva característica de consumidores residenciais da Energisa Paraíba.

Tabela 6 – Dados do sistema FV: Primeiro estudo de caso proposto

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador FV	4,00 kWp
Desempenho do Sistema (PR)	78,74%
Energia do Gerador FV	6470 kWh/Ano
Autoconsumo	2.135 kWh/Ano
Injeção na Rede	4.335 kWh/Ano
Fator de Simultaneidade	33,0%
Emissões de CO_2 Evitadas	3.041 kg/ano

A Figura 3 ilustra a relação entre consumo e geração em um dia aleatório, destacando o longo período de demanda energética enquanto o sistema FV está inoperante.

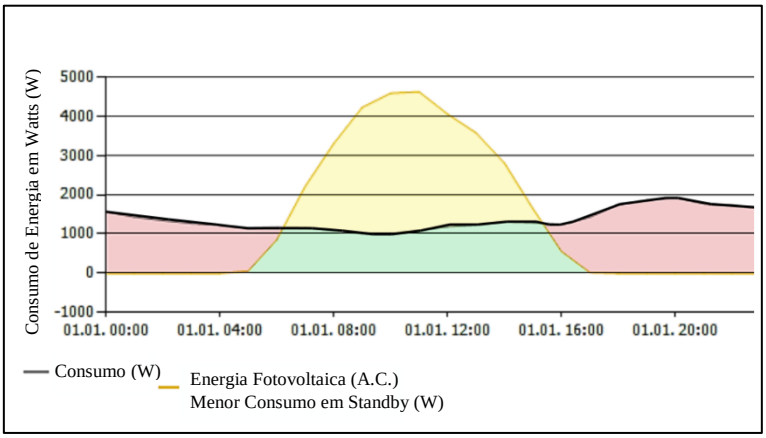

Figura 3 - Relação consumo e geração ao longo de um dia para o estudo de caso 1.

A região verde do gráfico, onde as curvas de geração e consumo coincidem, representa o autoconsumo. A área amarela indica a injeção de excedente de energia na rede, enquanto a região vermelha representa o consumo da rede da concessionária. Assim, quanto maior a área verde, maior é o fator de simultaneidade. A Tabela 7 mostra os valores de payback, TIR e fluxo de caixa acumulado para o sistema FV proposto no estudo de caso 1, nos enquadramentos GD I (RN 482/12) e GD II (Lei 14.300/22).

Tabela 7 - Resultados financeiros do estudo de caso 1

Parâmetro	Valor na GD I	Valor na GD II
Payback	3,5 anos	3,8 anos
TIR	39,61%	35,66%
FCA	R$ 80.404,68	R$ 62.594,33

Consumidores com baixo autoconsumo, como no caso 1, sofrem maior impacto financeiro na transição da GD I para GD II, reduzindo a viabilidade do investimento. O payback subiu de 3,5 para 3,8 anos (+8,57%), e a TIR caiu de 39,61% para 35,66%. O fluxo de caixa acumulado em 25 anos diminuiu em R$ 17.810,35, representando 22,15% a menos em relação à GD I. A Figura 4 ilustra essa evolução.

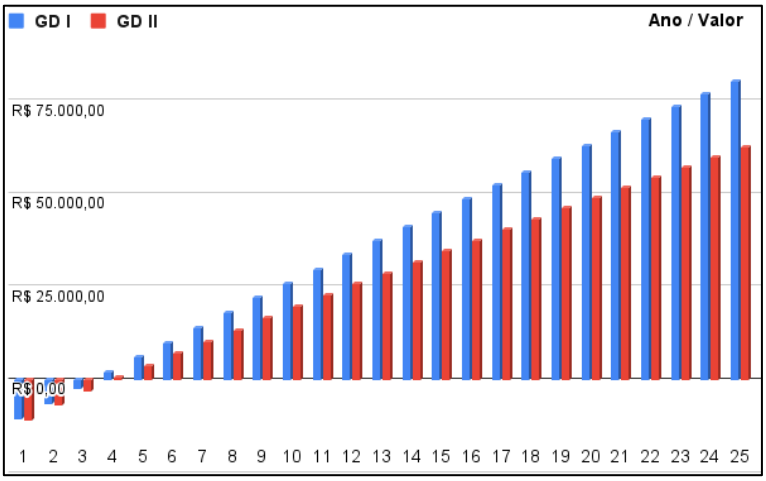

Figura 4 - Fluxo de caixa acumulado do estudo de caso 1.

Ao encerrar este primeiro estudo de caso, planejamos explorar outros perfis de usuários da distribuidora Energisa Paraíba em João Pessoa em análises subsequentes. Cada estudo fornecerá uma compreensão mais aprofundada dos efeitos das mudanças regulatórias, contribuindo para uma visão mais completa da transição energética em curso.

B. Estudo de caso 2

O segundo estudo de caso aborda um sistema residencial com consumo médio mensal de 1.000 kWh, pertencente ao subgrupo B1 convencional sem subsídios e com perfil de consumo residencial. A seguir, apresenta-se uma análise detalhada da previsão de rendimento com base no consumo mensal, ressaltando que a curva característica de consumo é a mesma do estudo anterior (FIGURA 2).

O dimensionamento resultante foi de um sistema FV de potência instalada de 7,50 kWp. A Tabela 8 mostra os resultados do dimensionamento do sistema, performance, geração, autoconsumo e injeção na rede da concessionária.

Tabela 8 - Dados do sistema FV: Segundo estudo de caso proposto

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador FV	7,50 kWp
Desempenho do Sistema (PR)	77,95%
Energia do Gerador FV	12.064 kWh/Ano
Autoconsumo	4.233 kWh/Ano
Injeção na Rede	7.841 kWh/Ano
Fator de Simultaneidade	34,7%
Emissões de CO_2 Evitadas	5.644 kg/ano

O fator de simultaneidade é baixo, apenas 34,7%, refletindo o perfil de consumo do cliente. A relação entre consumo e geração é similar à do estudo de caso 1 (FIGURA 2). A Tabela 9 apresenta os valores de payback, TIR e fluxo de caixa acumulado para o sistema FV do estudo de caso 2 nas regulamentações GD I e GD II.

Tabela 9 - Resultados financeiros do estudo de caso 2

Parâmetro	Valor na GD I	Valor na GD II
Payback	3,0 anos	3,3 anos
TIR	44,40%	39,42%
FCA	R$ 157.168,13	R$ 120.412,31

Assim como no estudo de caso 1, os valores de payback, TIR e fluxo de caixa acumulado pioraram na GD II em relação à GD I, evidenciando o impacto da Lei 14.300/22 em diferentes demandas residenciais. Contudo, ambos os sistemas apresentam bons indicadores de viabilidade financeira, e a mudança no sistema de compensação não inviabiliza o investimento. O fluxo de caixa acumulado ao final da vida útil de 25 anos chega a R$ 157.168,13 na GD I e R$ 114.831,20 na GD II, para um investimento de R$ 24.450,00 (FIGURA 5).

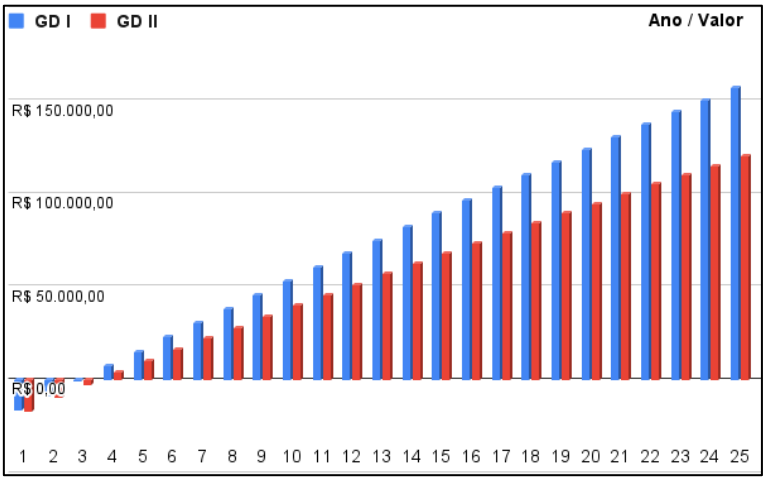

Figura 5 - Fluxo de caixa acumulado do estudo de caso 2

Geradores residenciais são mais impactados pela Lei 14.300/22 devido ao baixo fator de simultaneidade. Com uma demanda de 1.000 kWh/mês e simultaneidade de 54,0% na GD II, o payback seria de 3,4 anos, a TIR aumentaria para 39,76% e o fluxo de caixa acumulado atingiria R$ 124.831,67, destacando a influência do fator de simultaneidade na viabilidade financeira dos sistemas FV sob a nova regulamentação.

C. Estudo de caso 3

O sistema possui consumo médio mensal de 2.000 kWh/mês, classificado como subgrupo comercial (B3) convencional. Focando no perfil de consumidor comercial, para o 3 estudo de caso, o pico de demanda ocorre entre 10h00 e 12h00, coincidindo com o pico de geração do sistema FV. A Figura 6 mostra o consumo energético médio ao longo do dia em valores percentuais.

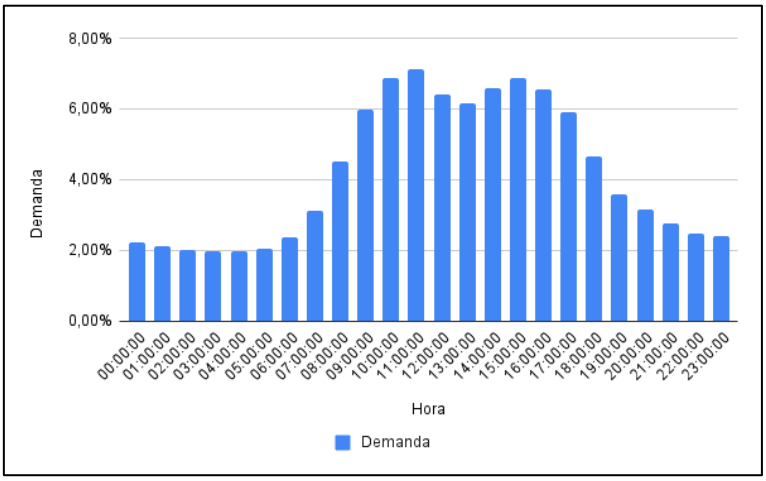

Figura 6 - Curva característica de consumidores comerciais da Energisa Paraíba.

Para suprir a demanda energética do consumidor deste estudo de caso, o dimensionamento resultou em um sistema FV de 14,50 KWp. A Tabela 10 mostra os resultados do dimensionamento do sistema, performance, geração, autoconsumo e injeção na rede da concessionária.

Tabela 10 - Dados do sistema FV: Terceiro estudo de caso proposto

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador FV	14,50 kWp
Desempenho do Sistema (PR)	81,14%
Energia do Gerador FV	24.174 kWh/Ano
Autoconsumo	13.077 kWh/Ano
Injeção na Rede	11.096 kWh/Ano
Fator de Simultaneidade	54,1%
Emissões de CO_2 Evitadas	11.358 kg/ano

A Figura 7 mostra que a relação entre consumo e geração é mais próxima do que nos estudos anteriores de sistemas residenciais (Figura 3). O aumento do autoconsumo e a redução da injeção na rede resultam em uma maior área verde e menor área vermelha.

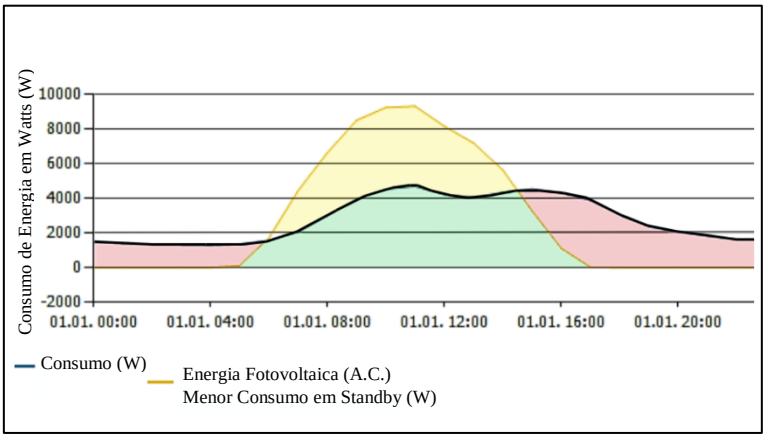

Figura 7 - Relação consumo e geração ao longo de um dia para o estudo de caso 1.

A previsão de retorno do investimento, TIR e fluxo de caixa acumulado Benefício para o sistema FV proposto no estudo de caso 3 estão dispostos na (TABELA 11).

Tabela 11 - Resultados financeiros do estudo de caso 3

Parâmetro	Valor na GD I	Valor na GD II
Payback	2,8 anos	2,9 anos
TIR	47,85%	45,34%
FCA	R$ 310.604,71	R$ 268.843,52

Ao comparar os indicadores financeiros da GD I e GD II, observa-se o impacto da Lei 14.300/22 na viabilidade econômica, embora em menor grau do que nos estudos anteriores. No terceiro estudo, o payback aumentou 0,1 ano, refletindo um acréscimo de 3,57% no tempo de retorno do investimento; no estudo de caso 1, o aumento foi de 8,57%, e no caso 2, de 10%. O maior fator de simultaneidade reduz os impactos financeiros entre os sistemas FVs GD I e GD II, e a diminuição do custo unitário de aquisição (R$/KWp) melhora a viabilidade do investimento. O fluxo de caixa acumulado no estudo atual deve reduzir em R$ 41.761,19 ao final da vida útil do projeto, apresentado na Figura 8.

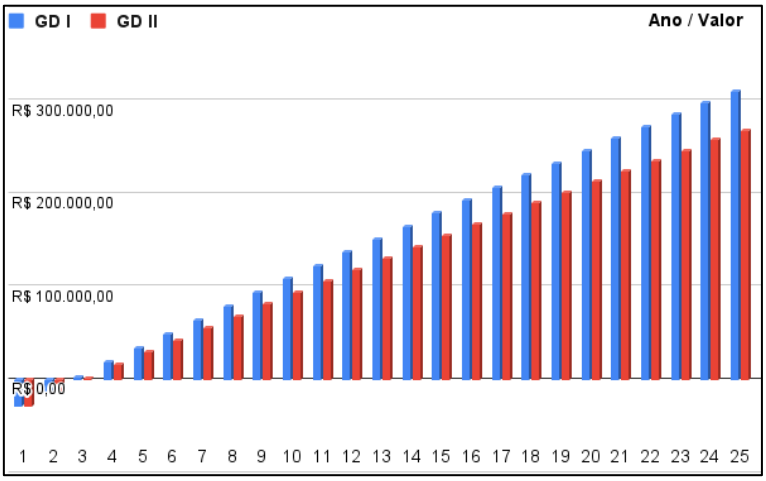

Figura 8 - Fluxo de caixa acumulado do estudo de caso 3.

A análise detalhada do terceiro estudo de caso revela informações cruciais sobre o desempenho financeiro do sistema FV em conformidade com a Lei 14.300/22. Seguindo a série de análises, o próximo estudo de caso aborda um sistema com as mesmas características do estudo de caso 3, porém com o dobro de consumo médio mensal.

D. Estudo de caso 4

O sistema analisado tem consumo médio de 4.000 kWh/mês, subgrupo comercial (B3) convencional, com perfil de consumo comercial. A curva de consumo é a mesma do estudo anterior (FIGURA 6). O sistema FV foi dimensionado em 29,00 kWp, com resultados de performance, geração, autoconsumo e injeção mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 - Dados do sistema FV: Terceiro estudo de caso proposto

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador FV	29,00 kWp
Desempenho do Sistema (PR)	80,91%
Energia do Gerador FV	48.206 kWh/Ano
Autoconsumo	26.149 kWh/Ano
Injeção na Rede	22.057 kWh/Ano
Fator de Simultaneidade	54,2%
Emissões de CO_2 Evitadas	22.654 kg/ano

A Tabela 13 apresenta os indicadores financeiros retorno do investimento, TIR e fluxo de caixa acumulado para o sistema FV proposto no estudo de caso 4.

Tabela 13 - Resultados financeiros do estudo de caso 4

Parâmetro	Valor na GD I	Valor na GD II
Payback	2,5 anos	2,6 anos
TIR	51,89%	48,22%
FCA	R$ 644.290,60	R$ 543.322,90

Entre a GD I e GD II, há um aumento de 4,00% no tempo de retorno do investimento, indicando que a Lei 14.300/22 eleva o payback dos investimentos em todos os estudos de caso analisados. Além do payback, também ocorrem pioras nos indicadores financeiros TIR e fluxo de caixa acumulado nas simulações. Ao final da vida útil do sistema solar, a diferença no fluxo de caixa acumulado entre os investidores da GD I e GD II é de R$ 100.967,70 (FIGURA 9).

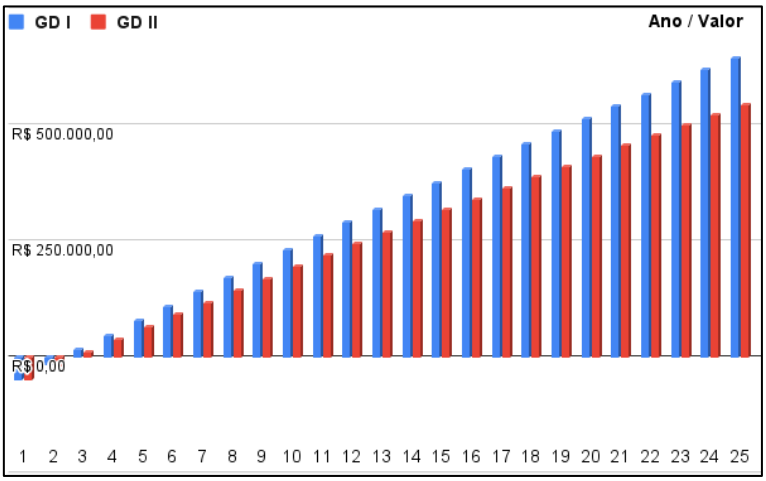

Figura 9 - Fluxo de caixa acumulado do estudo de caso 4.

E. Estudo de caso 5

O sistema tem um consumo médio de 8.000 kWh/mês e pertence ao subgrupo industrial B3 convencional, aplicável a pequenas indústrias com demanda abaixo de 75 kW em baixa tensão. A curva de consumo fornecida pela Energisa Paraíba indica picos de demanda às 10h e 16h, horários em que o sistema FV está ativo, favorecendo o autoconsumo (FIGURA 10).

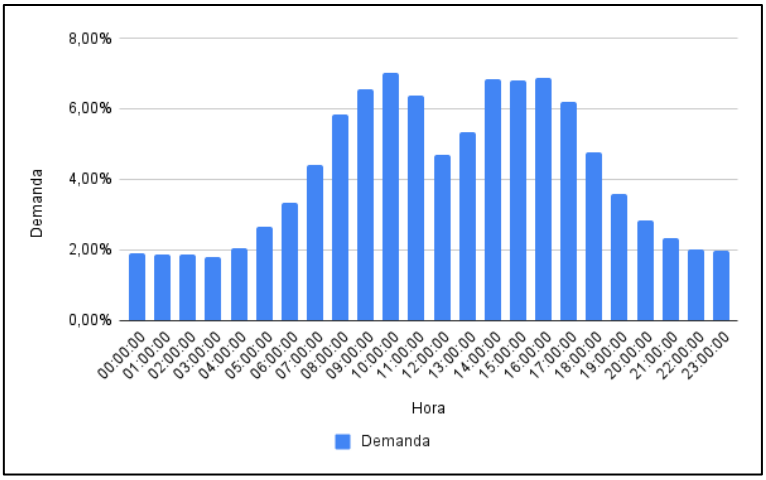

Figura 10 - Curva característica de consumidores industriais da Energisa Paraíba.

Para suprir a demanda energética do consumidor industrial hipotético, o sistema FV resultante foi de 58,00 KWp. A Tabela 14 mostra os resultados do dimensionamento do sistema, performance, geração, autoconsumo e injeção na rede da concessionária.

Tabela 14 - Dados do sistema FV: Quinto estudo de caso proposto

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador FV	58,00 kWp
Desempenho do Sistema (PR)	80,65%
Energia do Gerador FV	96.986 kWh/Ano
Autoconsumo	52.986 kWh/Ano
Injeção na Rede	44.000 kWh/Ano
Fator de Simultaneidade	54,6%
Emissões de CO_2 Evitadas	45.580 kg/ano

Em termos percentuais, o valor do autoconsumo resultante do perfil industrial é semelhante ao autoconsumo do perfil comercial, embora exista diferença na curva característica de consumo e nos horários de maior demanda, (FIGURA 11).

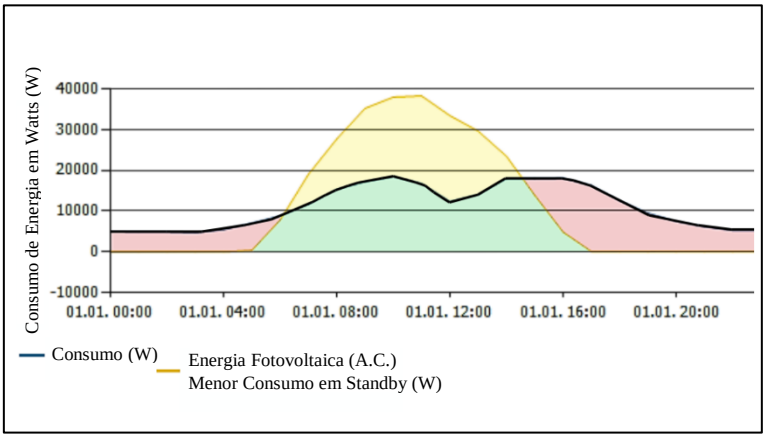

Figura 11 - Relação consumo e geração ao longo de um dia para o estudo de caso 1.

Assim como mencionado nos estudos de caso anteriores, a região representada pela cor verde caracteriza o autoconsumo, amarelo a injeção na rede e vermelho o consumo da rede da concessionária. A Tabela 15 apresenta os indicadores financeiros retorno do investimento, TIR e fluxo de caixa acumulado para o sistema FV hipotético deste estudo de caso.

Tabela 15 - Resultados financeiros do estudo de caso 5

Parâmetro	Valor na GD I	Valor na GD II
Payback	3,2 anos	3,5 anos
TIR	42,29%	38,71%
FCA	R$ 1.259.527,29	R$ 1.040.014,63

Os valores de payback e TIR para o consumidor industrial com demanda de 8.000 kWh (caso 5) são maiores que para os consumidores comerciais com demandas de 2.000 kWh (caso 3) e 4.000 kWh (caso 4), devido ao maior custo de aquisição dos equipamentos (TABELA 6). A análise entre GD I e GD II para o perfil industrial mostrou resultados semelhantes aos demais perfis, com piora nos indicadores financeiros: payback aumentou

9,37%, TIR reduziu 3,58%, e o fluxo de caixa acumulado teve uma queda de R$ 219.512,66, a Figura 12 mostra a evolução do fluxo de caixa.

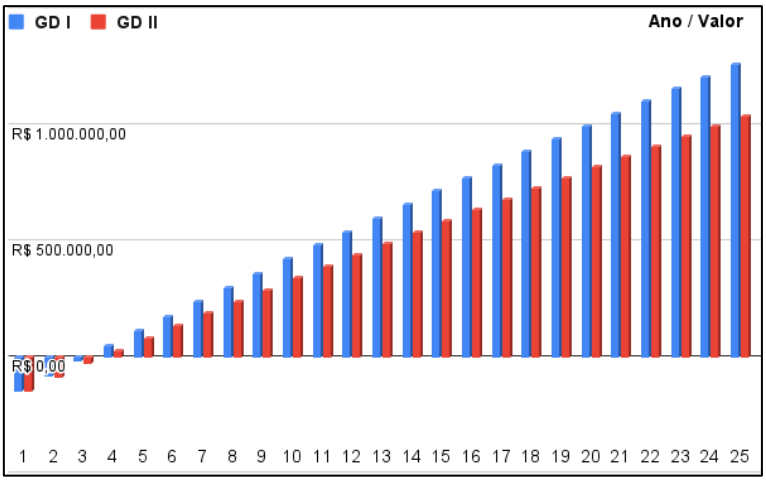

Figura 12 - Fluxo de caixa acumulado do estudo de caso 5.

A análise do fator de simultaneidade é crucial para estimar o desempenho financeiro de sistemas fotovoltaicos (FVs) com a vigência da lei 14.300/22. Os cinco estudos de caso realizados foram baseados na curva média de consumo da Energisa Paraíba, mas cada unidade consumidora pode apresentar um fator de simultaneidade distinto.

O payback das instalações FVs aumentou entre 0,1 e 0,3 anos, enquanto a taxa interna de retorno (TIR) reduziu entre 2,51% e 4,58%. No entanto, todos os indicadores financeiros ainda são favoráveis em comparação com opções convencionais. Os estudos avaliaram sistemas FVs de microgeração (microGD) com diferentes perfis de consumo, proporcionando uma visão abrangente do desempenho financeiro sob a lei 14.300/22, desde pequenos consumidores até os no limiar da microgeração.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo analisa os impactos econômicos das mudanças regulatórias na microgeração solar no estado da Paraíba, com foco em indicadores econômicos. Ele compara sistemas regulados pela nova lei (Lei 14.300/2022) e pela antiga regulamentação (RN 482/2012). Corroborando a hipótese do estudo, vê-se que a nova lei entrega estabilidade ao mercado,

mas afeta o retorno dos investimentos em microGD. Os resultados do estudo fornecem informações sobre os impactos econômicos das mudanças regulatórias nos investimentos em microgeração, ajudando os investidores a tomar decisões informadas.

Nos estudos de caso abordados, tem-se uma diminuição da rentabilidade financeira para sistemas FVs enquadrados na GD II quando comparados com a GD I. Entretanto, os retornos financeiros esperados e a viabilidade do investimento são assegurados quando comparados ao não investimento na GD, consumindo energia elétrica da concessionária, conforme corrobora os resultados. Consumidores que investem na GD, mesmo após a lei 14.300/22, possuem retornos do investimento esperados superiores a outros investimentos convencionais, como poupança ou tesouro direto.

Por fim, a importância da análise da curva característica de consumo e, consequentemente, do fator de simultaneidade, que no novo sistema de compensação adotado pela legislação brasileira impacta diretamente nos indicadores financeiros de investimentos FVs.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. 2023. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 30 maio 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro. 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656877/976690/Boletim+Mensal+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico+Brasileiro+-+2020/bc693b7c-2f5a-4dfb-b0c2-932bce3cbb2a. Acesso em: 30 maio 2023.

ENERGISA. Impostos, outros encargos e taxas. Disponível em: https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/impostos-outros-encargos.aspx. Acesso em: 19 nov. 2023.

GORJIAN, S. et al. Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems. Journal of Cleaner Production, v. 278, p. 124285, 2021.

IGLESIAS, Caroline; VILAÇA, Phillipe. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides. Energy Policy, v. 167, p. 113091, 2022. doi: 10.1016/j.enpol.2022.113091.

KUMAR, S.; AGARWAL, A.; KUMAR, A. Financial viability assessment of concentrated solar power technologies under Indian climatic conditions. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 43, p. 100928, 2021. doi: 10.1016/j.seta.2020.100928.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: Geração, Transmissão e Meio Ambiente: Situação Atual e Planejada. Disponível em: https://www.epe.gov.br/. Acesso em: 05 set. 2023.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Acesso em: 05 jan. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Fact Sheet 2023 - Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.epe.gov.br/. Acesso em: 05 set. 2023.

RIGO, P. D. et al. Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? Journal of Cleaner Production, v. 240, p. 118243, 2019. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118243.

SAMPAIO, Priscila Gonçalves Vasconcelos; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 74, p. 590-601, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.

GREENER. Sumário Executivo - Estudo de Geração Distribuída 2023 (1º Sem 2023). 2023. Disponível em: https://www.greener.com.br. Acesso em: 17 out. 2023.

COSTA, Vinicius B. F. et al. Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. Energy Policy, v. 169, p. 113176, 2022.

CASTANEDA, Monica et al. Myths and facts of the utility death spiral. Energy Policy, v. 110, p. 105–116, 2017.

MARCHIORO, A. F.; DIOGO, R.; SOUZA, R. C. Metodologia para análise da viabilidade técnica-econômica para geração de energia fotovoltaica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Juiz de Fora. Anais [...] Juiz de Fora:

ABENS, 2018. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/583. Acesso em: 03 out. 2024.

LANDEIRA, J. L. F. Análise Tecno-econômica sobre a Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro.

NREL. Evolving Distributed Generation Support Mechanisms: Case studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia. 2017. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67613.pdf. Acesso em: 3 out. 2024.