



UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
COELT
APUCARANA, BRASIL

Atividade Assíncrona - Análise de Demanda e Curva de Carga

Integrantes:
Beatriz Tegoni Agostini Polak
Francisco Barreto Neto
Laura Tokawa Morizaki

10 de dezembro de 2025

1 Definição do Escopo

O presente trabalho tem como objetivo avaliar e comparar soluções de geração de energia elétrica para um loteamento residencial, considerando dois cenários distintos:

- Geração Distribuída (GD) - Cada residência possui seu próprio sistema solar fotovoltaico,
- Geração Centralizada (GC) - Uma usina solar centralizada abastece todas as residências do loteamento.

A análise busca identificar a alternativa mais eficiente, econômica e sustentável, fornecendo subsídios para assim obtermos uma tomada de decisão fundamentada.

2 Objetivo

A comparação entre esses modelos é relevante por envolver diferentes implicações técnicas, econômicas e socioambientais. Enquanto a geração distribuída reduz perdas na rede e incentiva a autonomia energética dos consumidores, a geração centralizada se beneficia da economia de escala e de uma operação mais concentrada. Dessa forma, o trabalho busca identificar qual solução apresenta o melhor equilíbrio entre custo, eficiência, sustentabilidade e adequação regulatória no contexto proposto.

3 Expectativa de Resultados

Espera-se que o estudo apresente uma avaliação comparativa clara entre os dois cenários, permitindo determinar qual alternativa é mais vantajosa para o loteamento em termos de custo-benefício, confiabilidade e impacto ambiental. Com base nas análises técnicas, econômicas e regulatórias, será possível recomendar a opção mais viável e sustentável de geração de energia. Além disso, o trabalho deverá evidenciar como diferentes configurações de geração podem influenciar o desempenho energético do empreendimento, oferecendo subsídios para decisões de planejamento e projetos futuros.

4 Metodologia

4.1 Analise de Demanda

4.1.1 Analise de Demanda - Cenário GD

Será estimado o consumo de uma residência padrão de 3 moradores, permitindo a projeção da demanda total de um loteamento composto por 20 casas. Essa abordagem possibilita construir uma curva de carga representativa e dimensionar os sistemas fotovoltaicos individuais para cada unidade, caracterizando o cenário de geração distribuída.

4.1.2 Analise de Demanda - Cenário GC

Para o cenário de geração centralizada, será considerado o mesmo perfil de consumo médio obtido no caso da geração distribuída, correspondente a 20 residências com 3 pessoas cada. Entretanto, toda a demanda será suprida por uma usina solar fotovoltaica única, projetada para alimentar coletivamente o loteamento.

4.2 Dimensionamento Técnico

O dimensionamento para cenário de GD, serão utilizadas contas de energia elétrica reais fornecidas por um estudante integrante do grupo, residente em uma casa de 235 m² com 5 pessoas e sistema fotovoltaico próprio. À partir desses dados, será calculado o consumo médio por pessoa (kWh/pessoa·mês) e estimado pelo número de residentes.

Já o dimensionamento da potência instalada e da geração anual em GC será feito com base em dados técnicos e fatores de capacidade obtidos em bancos de dados públicos, como o Atlas Solarimétrico do Brasil (CRESESB) e os painéis estatísticos da EPE e da ABSOLAR, que fornecem informações de desempenho e produtividade média de usinas solares centralizadas no país.

4.3 Analise Econômica

A análise econômica considerará os custos de implantação (CAPEX), os custos de operação e manutenção (OPEX) e o cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) para cada alternativa, permitindo uma comparação objetiva e transparente entre os cenários. Além disso, será realizada uma avaliação qualitativa, contemplando aspectos como flexibilidade operacional, manutenção, impacto visual e gestão do sistema.

5 Perfil de Carga

A Tabela 1 apresenta o histórico real de consumo de energia elétrica e de injeção de energia na rede referentes a uma unidade consumidora residencial equipada com sistema fotovoltaico. Esses dados foram utilizados como base para a construção da curva de carga representativa adotada neste estudo.

Tabela 1: Histórico mensal de consumo e energia injetada (UC geradora).

Mês/Ano	Consumo Faturado (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Crédito Utilizado (kWh)
Set/2025	372	423	322
Ago/2025	359	419	309
Jul/2025	382	260	332
Jun/2025	386	247	336
Mai/2025	403	316	353
Abr/2025	357	334	307
Mar/2025	480	410	430
Fev/2025	438	415	388
Jan/2025	412	454	412
Dez/2024	344	390	294
Nov/2024	342	462	292
Out/2024	361	421	311
Set/2024	366	341	316
Média	385	385	–

Observa-se um consumo médio mensal em torno de 385 kWh, valor condizente com o perfil de uma residência de médio porte, ocupada por quatro a cinco moradores, e com hábitos típicos de consumo distribuídos ao longo do dia. Essa caracterização permite estimar de forma realista o comportamento energético do loteamento analisado, servindo como referência para o dimensionamento e a comparação entre os cenários de geração distribuída e centralizada.

6 Curva de Carga

Foi elaborada uma curva de carga diária apresentada abaixo para representar o perfil típico de consumo de uma unidade residencial que será considerada como base no estudo de viabilidade sobre Geração Centralizada x Geração Distribuída para um novo loteamento.

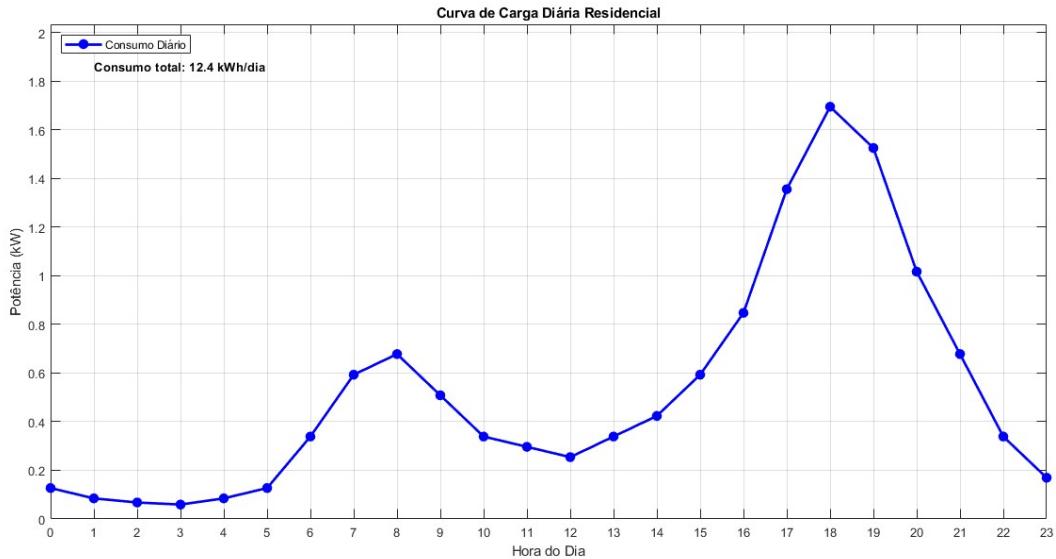


Figura 1: Curva de Carga.

A curva de carga apresentada ilustra a distribuição típica de consumo de energia elétrica em uma residência ao longo de um dia. Para sua elaboração, foi considerado o consumo médio anual, obtido a partir do histórico de 12 meses analisados, resultando em um valor médio de aproximadamente 385 kWh por mês. Esse consumo médio foi convertido em base diária, correspondendo a cerca de 12,8 kWh/dia, o que permite representar de forma mais equilibrada o comportamento energético da unidade residencial, minimizando influências sazonais e refletindo um perfil de uso típico ao longo do ano.

A partir desse valor diário, o consumo foi distribuído pelas 24 horas do dia considerando o perfil de uso da família, refletindo hábitos comuns de um consumidor residencial. Assim, a curva representa como a potência (kW) varia ao longo do dia, evidenciando períodos de maior e menor demanda de energia.

Observa-se um baixo consumo durante a madrugada (0h–5h), período em que a maioria dos equipamentos está em modo stand-by, restando apenas cargas essenciais como geladeira e alguns eletrônicos conectados.

Entre 7h e 9h ocorre o primeiro pico de consumo, associado à rotina matinal dos moradores: preparo de alimentos, uso de chuveiro elétrico, iluminação e eletrodomésticos, já que todos estão se preparando para suas atividades diárias.

Após esse período, há um declínio gradual entre o final da manhã e a tarde, refletindo um momento em que parte ou todos os moradores estão fora de casa, resultando em menor utilização de aparelhos elétricos.

O segundo e mais expressivo pico ocorre entre 18h e 22h, caracterizado como o horário de maior demanda no ambiente residencial. Esse aumento está relacionado ao retorno da família para casa,

quando diversos equipamentos passam a ser utilizados simultaneamente, como iluminação, televisão, banho elétrico, preparo de refeições, micro-ondas, ar-condicionado, entre outros.

Ao considerar esse perfil, torna-se possível avaliar com maior precisão aspectos como horário de pico, fator de carga, necessidade de infraestrutura elétrica, potencial de redução de demanda com GD e benefícios econômicos associados à geração local, especialmente no contexto de planejamento energético para um novo loteamento.

7 Localização do terreno

O terreno selecionado para o desenvolvimento do condomínio residencial está localizado na região próxima à UTFPR – Câmpus Apucarana. Essa localização é estratégica por estar próxima a instituições de ensino e comércios, favorecendo tanto a implantação do empreendimento quanto futuras expansões.

A medição realizada no Google Maps indica que o terreno possui uma área total de 13.911,93 m². Essa extensão permite não apenas a implantação das 20 unidades habitacionais de 50 m² cada, que representam uma área construída total de 1.000 m², como também oferece espaço suficiente para circulação interna e para a usina fotovoltaica responsável por atender à demanda energética das residências. A área disponível é ampla o bastante para comportar tanto o conjunto habitacional quanto a infraestrutura da usina, garantindo segurança, acessibilidade e bom aproveitamento do espaço.



Figura 2: Terreno.

Para avaliar a viabilidade energética do local, foi realizada uma pesquisa sobre a irradiação solar média diária da região de Apucarana-PR. Utilizando dados fornecidos pelo CRESESB [1], com base nas coordenadas próximas ao terreno, obteve-se a média anual de 4,85 kWh/m²·dia, que corresponde diretamente à HSP (Horas de Sol Pleno) do local. Esse valor representa a capacidade média diária de produção solar por metro quadrado e é fundamental para o cálculo do dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A Figura correspondente apresenta o gráfico da variação mensal da irradiação solar no plano horizontal, evidenciando a tendência típica da região: maior disponibilidade de energia solar nos meses de verão e queda nos meses de inverno. Esses dados reforçam a adequação do terreno não apenas para a implantação do condomínio, mas também para a instalação da usina fotovoltaica, que terá geração suficiente para atender à demanda estimada ao longo de todo o ano.

Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																						
#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
<input checked="" type="checkbox"/>	Apucarana	Apucarana	PR	BRASIL	23,601° S	51,449° O		5,5	5,77	5,64	5,20	4,55	3,61	3,31	3,52	4,47	4,66	5,29	5,93	6,19	4,85	2,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Apucarana	Apucarana	PR	BRASIL	23,5° S	51,449° O		6,5	5,85	5,70	5,19	4,55	3,62	3,34	3,52	4,46	4,67	5,32	5,92	6,22	4,86	2,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Apucarana	Apucarana	PR	BRASIL	23,601° S	51,349° O		9,5	5,79	5,60	5,19	4,55	3,61	3,29	3,51	4,47	4,64	5,25	5,92	6,16	4,83	2,87

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

23,555419° S; 51,427706° O

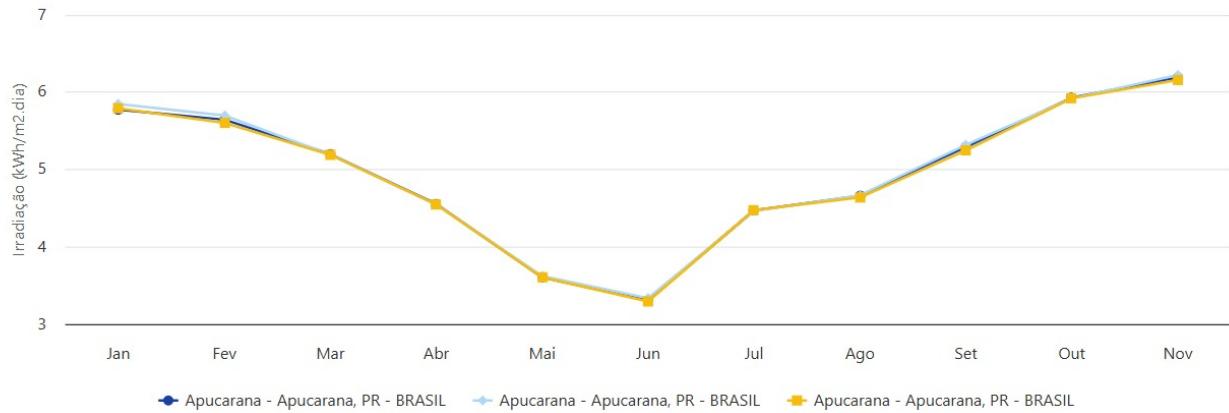


Figura 3: Variação mensal da irradiação solar.

8 Análise da produção energética residencial: Cenário de Geração Distribuída

O dimensionamento é feito para cada unidade consumidora. Neste cenário, cada residência instalará seu próprio sistema fotovoltaico no telhado. A arquitetura exige a utilização de inversores monofásicos de menor porte (como o WEG SIW200G ou microinversores) para cada unidade. Esta abordagem, apesar de gerar custos de instalação iniciais mais altos por kWp (quilowatt-pico), oferece maior redundância e otimização da produção individual de energia.

8.1 Estimativa de Consumo e Demanda Energética

O dimensionamento do sistema fotovoltaico (FV) baseia-se na demanda energética da unidade consumidora. Inicialmente, os dados de consumo de energia elétrica foram analisados para uma residência de cinco pessoas, resultando em uma média de consumo diário equivalente à média paranaense. Para o projeto, considerou-se um consumo diário de 7,68 kWh.

Com base nesse consumo diário, a demanda energética mensal e anual foram estimadas:

- **Consumo Diário (\bar{C}_d):** 7,68 kWh/dia;
- **Consumo Mensal (Estimativa):** $C_m = \bar{C}_d \times 30 \text{ dias} = 7,68 \times 30 = 230,4 \text{ kWh/mês};$
- **Consumo Anual (Estimativa):** $C_a = C_m \times 12 \text{ meses} \approx 2765 \text{ kWh/ano}.$

8.2 Cálculo da Geração de Energia Diária Necessária

Para garantir que a geração do sistema cubra integralmente a demanda de consumo, é necessário utilizar uma margem de segurança (η_{perdas}) para compensar perdas de energia inerentes ao sistema (como perdas por inversor, cabos, sujeira nos módulos e efeito da temperatura). Adotou-se uma margem de perdas conservadora de 20%(0,2).

A Geração Diária Necessária ($G_{d,\text{nec}}$) é calculada pela Equação:

$$G_{d,\text{nec}} = \bar{C}_d \times (1 + \eta_{\text{perdas}})$$

Substituindo os valores:

$$G_{d,\text{nec}} = 7,68 \times (1 + 0,2) = 9,216 \text{ kWh/dia}$$

8.3 Dimensionamento da Potência de Pico (kWp) do Sistema

A Potência de Pico necessária do sistema fotovoltaico (P_{sis}), expressa em kilowatt-pico (kWp), é calculada utilizando a Geração Diária Necessária e as Horas de Sol Pleno (HSP) médias do local de instalação.

Para a cidade de Apucarana, adotou-se um valor de HSP = 4,85 horas.

A Equação 1 demonstra o cálculo da potência, com o fator 1/1000 para conversão de Wh para kWh:

$$P_{\text{sis}} (\text{kWp}) = \frac{G_{d,\text{nec}} (\text{Wh})}{\text{HSP}} \times \frac{1}{1000} \quad (1)$$

Considerando que $G_{d,\text{nec}} = 9216 \text{ Wh/dia}$ (conversão de 9,216 kWh/dia), o cálculo é:

$$P_{\text{sis}} = \frac{9216}{4,85} \times \frac{1}{1000} \approx 1,9002 \text{ kWp}$$

8.4 Cálculo do Número de Módulos Fotovoltaicos

O número de módulos necessários ($n_{\text{mód}}$) é determinado pela razão entre a Potência de Pico do Sistema (P_{sis}) e a potência nominal de cada módulo fotovoltaico ($P_{\text{mód}}$).

Considerando módulos de 550 Wp:

$$n_{\text{mód}} = \frac{P_{\text{sis}} (\text{Wp})}{P_{\text{mód}} (\text{Wp})} \quad (2)$$

$$n_{\text{mód}} = \frac{1900,2 \text{ Wp}}{550 \text{ Wp}} \approx 3,45 \text{ módulos}$$

Devido à impossibilidade de instalar uma fração de módulo, o resultado deve ser arredondado para o número inteiro superior.

Dessa forma, o sistema deverá ser composto por 4 módulos fotovoltaicos por residência no condomínio, resultando em uma potência instalada real de $4 \times 550 \text{ Wp} = 2,2 \text{ kWp}$.

9 Análise de Produção Energética: Cenário Centralizado (40 kWp)

Neste modelo, um único sistema de alta potência é instalado em uma área comum do condomínio. Utiliza-se um inversor trifásico de grande porte, caracterizando uma modalidade de Geração Compartilhada. Este cenário beneficia-se da economia de escala na compra de equipamentos e na logística de instalação.

9.1 Premissas da Geração

A produção de energia do sistema centralizado é calculada utilizando a potência instalada e as condições solares locais (HSP).

- **Potência Instalada (Pico):** $P_{total} = 2,2 \text{ kWp} \times 20 \text{ resid.} = 44 \text{ kWp}$
- **Horas de Sol Pleno (HSP):** $HSP = 4,85 \text{ h/dia}$
- **Fator de Performance (PR):** $PR = 0,80$ (80% para perdas em inversores, cabos e temperatura)
- **Consumo Mensal Total do Condomínio:** $C_{necessario} = 20 \times 7,68 \text{ kWh/dia} \times 30 \text{ dias} = 4.608 \text{ kWh/mês}$

9.2 Cálculo da Geração de Energia (kWh)

A energia gerada diariamente (E_{diaria}) é determinada pelo produto da potência instalada, o HSP e o Fator de Performance:

$$E_{diaria} = P_{total} \times HSP \times PR$$

1. Cálculo da Produção Diária (E_{diaria}):

$$E_{diaria} = 44 \text{ kWp} \times 4,85 \text{ h/dia} \times 0,80$$

$$E_{diaria} = 170,96 \text{ kWh/dia}$$

$$\mathbf{E_{diaria} \approx 171,0 \text{ kWh/dia}}$$

2. Cálculo da Produção Mensal (E_{mensal}):

$$E_{mensal} = E_{diaria} \times 30 \text{ dias}$$

$$E_{mensal} = 170,96 \text{ kWh/dia} \times 30 \text{ dias}$$

$$\mathbf{E_{mensal} = 5\,128,8 \text{ kWh/mês}}$$

Tabela 2: Comparação entre Geração e Demanda Média

Indicador	Valor (kWh/mês)
Geração Mensal Estimada	5128,8
Consumo Mensal Total Necessário	$20 \times 230,4 = 4.608$
Excedente de Geração	520,8

9.3 Análise de Suficiência e Excedente

O sistema centralizado gera uma quantidade de energia superior à demanda média do condomínio, garantindo a cobertura total do consumo e a geração de créditos.

A usina de 40 kWp gera **4.565 kWh/mês**, o que excede o consumo médio total do condomínio, garantindo a compensação integral do custo de energia para todos os moradores e a geração de **520,8 kWh** em créditos.

10 Premissas e Dados Técnicos

- **Potência Instalada Total:** $P_{total} = 44 \text{ kWp}$ ($20 \text{ casas} \times 2,2 \text{ kWp}$)
- **Número Total de Módulos (550 Wp):** $N_{modulos} = 80$
- **Custo de Equipamento (EQP):** Inclui Módulos e Inversores.
- **Custo de BOP (Balance of Plant):** Inclui estrutura, cabos CC/CA, conectores, string box, aterramento. Estimado em 35% do custo dos equipamentos principais.

11 Investimentos (Cálculo Resumido por kWp)

- **Número de Moradias:** $N = 20$;
- **Potência Necessária (para $C_{diario} = 7,68 \text{ kWh}$):** $P_{necessaria} = 1,675 \text{ kWp}$;
- **Potência Instalada por Moradia:** $P_{casa} = 4 \text{ módulos} \times 0,55 \text{ kWp} = 2,2 \text{ kWp}$;
- **Potência Total do Condomínio:** $P_{total} = 20 \times 2,2 \text{ kWp} = 44 \text{ kWp}$;
- **Taxa de OPEX Anual:** $\alpha = 0,75\% = 0,0075$.

11.1 Cenário A: Geração Distribuída (Individual)

Cada moradia instala seu próprio sistema de 2,2 kWp.

11.1.1 Cálculo do CAPEX (Investimento Inicial)

Considerando o custo por kWp para sistemas residenciais ($\approx R\$2.800,00/\text{kWp}$).

1. CAPEX por Moradia (2,2 kWp):

$$CAPEX_{casa} = 2,2 \text{ kWp} \times R\$2.800,00/\text{kWp} = R\$6.160,00$$

2. CAPEX Total Distribuído (40 kWp):

$$CAPEX_{Distribuido} = N \times CAPEX_{casa} = 20 \times R\$6.160 = \mathbf{R\$123.200,00}$$

11.1.2 Cálculo do OPEX (Custo Operacional Anual)

$$OPEX_{Distribuido} = CAPEX_{Distribuido} \times \alpha$$

$$OPEX_{Distribuido} = R\$123.200,00 \times 0,0075 = \mathbf{R\$924,10/\text{ano}}$$

11.2 Cenário B: Geração Centralizada (Usina Condominial)

Uma única usina de 44 kWp é instalada, beneficiando-se de maior economia de escala.

11.2.1 Cálculo do CAPEX (Investimento Inicial)

Considerando o custo por kWp para sistemas de grande porte ($\approx R\$2.500,00/\text{kWp}$).

1. CAPEX Total Centralizado (44 kWp):

$$CAPEX_{Centralizado} = P_{total} \times Costo/kWp_{Centralizado}$$

$$CAPEX_{Centralizado} = 44 \text{ kWp} \times R\$2.500,00/\text{kWp} = \mathbf{R\$110.000,00}$$

11.2.2 Cálculo do OPEX (Custo Operacional Anual)

$$OPEX_{Centralizado} = CAPEX_{Centralizado} \times \alpha$$

$$OPEX_{Centralizado} = R\$110.000,00 \times 0,0075 = \mathbf{R\$825,00/\text{ano}}$$

12 Detalhamento de CAPEX por Componente

Para maior precisão, detalhamos o cálculo do CAPEX, discriminando o custo de módulos, inversores, BOP e mão de obra/projeto. Como não existem valores abertamente divulgados para módulos e inversores solares das marcas consideradas, foram realizadas pesquisas de preços em diferentes fornecedores e plataformas comerciais. A partir desses levantamentos, adotou-se um valor médio de R\$ 750,00 por módulo solar de 550 W (WPV 550-555 HMM1 [2]), R\$ 2.500,00 para os inversores monofásicos de 2 kW (modelo SIW300H M020 L1), e R\$ 18.000,00 para o inversor trifásico de 40 kW (modelo WEG SIW500H ST040 M3 [3]).

12.1 Cenário A: Geração Distribuída (20 × 2,0 kWp)

Tabela 3: Discriminação de Custos Detalhada - Geração Distribuída

Componente	Qty.	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Módulos Solares (550 Wp)	80	750,00	60.000,00
Inversores Monofásicos (2 kW)	20	2.500,00	50.000,00
Subtotal Equipamentos (EQP)	—	—	110.000,00
BOP, Estrutura e Cabos (35% × EQP)	—	—	38.500,00
Projeto, Homologação e M.O.	44 kWp	200,00 / kWp	8.800,00
CAPEX Total Distribuído (Detalhado)	—	—	R\\$157.300,00

12.2 Cenário B: Geração Centralizada ($1 \times 40 \text{ kWp}$)

Tabela 4: Discriminação de Custos Detalhada - Geração Centralizada

Componente	Qtd.	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Módulos Solares (550 Wp)	80	750,00	60.000,00
Inversor Trifásico (40 kW)	1	18.000,00	18.000,00
Subtotal Equipamentos (EQP)	—	—	78.000,00
BOP, Estrutura e Cabos ($40\% \times EQP$)	—	—	31.200,00
Projeto, Homologação e M.O.	44 kWp	250,00 / kWp	11.000,00
CAPEX Total Centralizado (Detalhado)	—	—	R\$120.200,00

13 Cálculo do Custo Nivelado de Energia (CNE / LCOE)

13.1 Cenário A: Geração Distribuída

O cálculo do LCOE para o Cenário de Geração Distribuída (GD) segue a mesma metodologia do Cenário de Geração Centralizada (GC), permitindo uma comparação econômica direta entre os dois modelos.

13.1.1 Premissas e Resultados do LCOE

- **CAPEX Detalhado:** R\$157.300,00
- **OPEX Anual Detalhado:** R\$924,10
- **Geração Anual Total:** 67.276,8 kWh/ano
- **Vida Útil do Projeto (n):** 25 anos
- **Taxa de Desconto (i):** 8% ao ano

1. Fator de Recuperação de Capital (CRF)

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 0,0937$$

2. Custo Anual Total

$$\text{Custo Anual Total} = (\text{CAPEX} \times CRF) + \text{OPEX}$$

$$\text{Custo Anual Total} = (157.300,00 \times 0,0937) + 924,10$$

$$\text{Custo Anual Total} = 14.743,01 + 924,10$$

$$\text{Custo Anual Total} = \mathbf{R\$15.667,11}$$

3. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custo Anual Total}}{\text{Geração Anual Total}}$$

$$\text{LCOE} = \frac{15.667,11}{67.276,8} = \mathbf{R\$0,23288/kWh}$$

13.2 Cenário B: Geração Centralizada

O cálculo do LCOE para o Cenário de Geração Centralizada (Usina Condominial) é essencial para a análise econômica. A metodologia segue a anualização do investimento inicial (CAPEX) e dos custos operacionais (OPEX) em relação à energia total gerada.

13.2.1 Premissas e Resultados do LCOE

- **CAPEX Detalhado:** R\$120.200,00
- **OPEX Anual Detalhado:** R\$825,00
- **Geração Anual Total (E_{anual}):** $9.216 \times 365 \times 20 = 67.276,8 \text{ kWh/ano}$
- **Vida Útil do Projeto (n):** 25 anos
- **Taxa de Desconto (i):** 8,00% ao ano (0,08)

1. Fator de Recuperação de Capital (CRF):

$$\text{CRF} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \approx 0,0937$$

2. Custo Anual Total:

$$\text{Custo Anual Total} = (\text{CAPEX} \times \text{CRF}) + \text{OPEX Anual}$$

$$\text{Custo Anual Total} = (R\$120.200,00 \times 0,0937) + R\$825,00 \approx \mathbf{R\$12.087,74}$$

3. Custo Nivelado de Energia (LCOE):

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custo Anual Total}}{\text{Geração Anual Total}}$$

$$\text{LCOE} = \frac{R\$12.087,74}{67.276,8 \text{ kWh/ano}} \approx \mathbf{R\$0,17967/kWh}$$

Tabela 5: Comparação do LCOE entre Cenários

Indicador	G. Distribuída (GD)	G. Centralizada (GC)
CAPEX Total	R\$157.300,00	R\$120.200,00
OPEX Anual	R\$924,10	R\$825,00
LCOE	R\$0,23288/kWh	R\$0,17967/kWh

13.3 Análise Comparativa de LCOE

O LCOE da Geração Distribuída (R\$0,23288/kWh) é superior ao da Geração Centralizada (R\$0,17967/kWh), principalmente devido ao maior CAPEX e OPEX por kWp instalado no cenário distribuído.

14 Análise de Payback Comparativa entre Geração Distribuída e Geração Centralizada

Esta seção apresenta a análise econômica detalhada dos dois cenários fotovoltaicos considerados no estudo. Toda a metodologia foi estruturada para refletir a realidade regulatória vigente, incluindo os efeitos da Lei nº 14.300/2022, as tarifas da COPEL e a evolução temporal da economia proporcionada pelo sistema fotovoltaico. Dessa forma, a diferença econômica entre os cenários decorre exclusivamente das variações em CAPEX, OPEX e estrutura tarifária.

14.1 Premissas Tarifárias e Regulatórias

A análise incorpora as tarifas residenciais vigentes da COPEL, informadas pelo usuário:

$$TE = 0,36305 \text{ R\$/kWh}, \quad TUSD = 0,36562 \text{ R\$/kWh}.$$

Considerando a Lei nº 14.300/2022, a compensação energética no regime de transição (2023–2028) não isenta integralmente o consumidor dos encargos de uso do sistema de distribuição. Assumiu-se, portanto, que a Tarifa de Energia (TE) é integralmente compensada, enquanto apenas 30% da TUSD é compensada. Assim, o valor efetivo economizado por kWh é dado por:

$$C_{\text{kWh}} = TE + 0,30 \cdot TUSD = 0,36305 + 0,30 \times 0,36562 = 0,472736 \text{ R\$/kWh}.$$

Para refletir o reajuste esperado das tarifas do setor elétrico, adotou-se um índice de aumento anual de 7%, que corresponde a uma inflação equivalente mensal de:

$$i_{\text{mensal}} = (1 + 0,07)^{1/12} - 1 \approx 0,00565.$$

14.2 Cálculo da Geração Mensal Unificada

A produção energética dos sistemas foi calculada com base no modelo convencional onde $P_{\text{inst}} = 44 \text{ kWp}$, $HSP = 4,85 \text{ h/dia}$ e $PR = 0,80$. Assim::

$$E_{\text{diária}} = P_{\text{inst}} \cdot HSP \cdot PR,$$

$$E_{\text{diária}} = 44 \cdot 4,85 \cdot 0,80 \approx 171 \text{ kWh/dia}.$$

A geração mensal adotada na análise é valor aplicado igualmente aos cenários GD e GC.:

$$E_{\text{mensal}} = 171 \times 30 \approx 5128,8 \text{ kWh/mês},$$

A economia mensal inicial (E_0) é então:

$$E_0 = E_{\text{mensal}} \cdot C_{\text{kWh}} = 5128,8 \cdot 0,472736 \approx 2424,57 \text{ R\$}.$$

14.3 Custos, CAPEX e OPEX

Os custos considerados são:

$$\text{CAPEX}_{\text{GD}} = 157.300 \text{ R\$}, \quad \text{CAPEX}_{\text{GC}} = 120.200 \text{ R\$},$$

$$\text{OPEX}_{\text{GD}} = \frac{924,10}{12} \approx 77,01 \text{ R\$/mês}, \quad \text{OPEX}_{\text{GC}} = \frac{825}{12} = 68,75 \text{ R\$/mês}.$$

Assim, o fluxo líquido inicial é:

$$F_{\text{GD}}(1) = 2424,57 - 77,01 = 2347,56 \text{ R\$},$$

$$F_{\text{GC}}(1) = 2424,57 - 68,75 = 2355,82 \text{ R\$}.$$

14.4 Modelo Econômico do Fluxo de Caixa

A economia evolui mensalmente conforme a inflação tarifária:

$$E(m) = E_0 \cdot (1 + i_{\text{mensal}})^{m-1}.$$

O fluxo líquido é:

$$F(m) = E(m) - \text{OPEX}.$$

O fluxo acumulado é definido por:

$$A(1) = -\text{CAPEX} + F(1),$$

$$A(m) = A(m-1) + F(m), \quad m \geq 2.$$

O payback ocorre quando:

$$A(m_{\text{PB}}) > 0.$$

14.5 Resultados Obtidos

A simulação foi executada para um horizonte de 66 meses (5,5 anos), resultando nos seguintes períodos de retorno:

$$m_{\text{PB,GD}} = 57 \text{ meses} \approx 4,75 \text{ anos},$$

$$m_{\text{PB,GC}} = 45 \text{ meses} \approx 3,75 \text{ anos}.$$

A usina centralizada apresenta, portanto, um retorno aproximadamente de **um ano inteiro mais rápida** no retorno do investimento.:

$$\Delta m = m_{\text{PB,GD}} - m_{\text{PB,GC}} = 12 \text{ meses},$$

Esta diferença resulta principalmente do menor CAPEX por kWp instalado e do menor OPEX relativo da usina centralizada, além de uma menor dispersão de custos entre diversas unidades consumidoras.

14.6 Gráfico Comparativo de Fluxo Mensal e Payback

A Figura 4 apresenta o fluxo mensal líquido e o fluxo acumulado para ambos os cenários, destacando visualmente o ponto de payback de cada configuração.

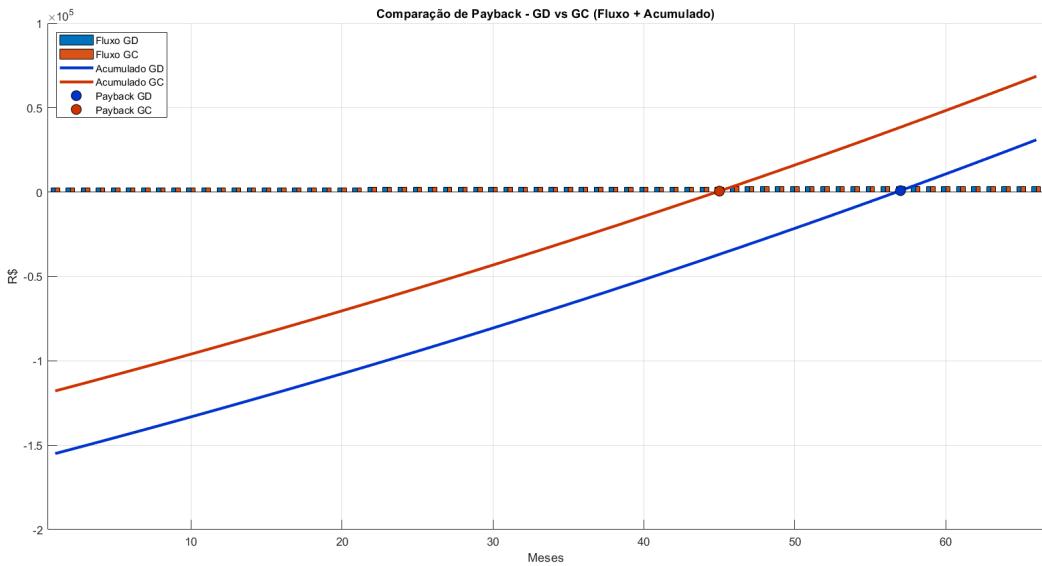


Figura 4: Comparação do fluxo mensal e do período de payback para os cenários GD e GC.

15 Análise Qualitativa: Impactos Socioambientais, Confiabilidade e Flexibilidade Operacional

Com base nos resultados técnicos e econômicos obtidos, o cenário de Geração Centralizada (GC) se mostra a opção mais vantajosa para o empreendimento. A seguir, apresenta-se a análise qualitativa considerando os principais aspectos não numéricos que influenciam a decisão final.

15.1 1. Impactos Socioambientais

15.1.1 Geração Centralizada (melhor cenário)

- **Uso concentrado de área:** A instalação de toda a usina em um único ponto reduz a necessidade de intervenção em cada residência, minimizando impactos visuais e evitando perfurações ou obras individuais nos telhados. Além disso, como o terreno do condomínio possui área ampla, a ocupação da usina não interfere na infraestrutura habitacional.
- **Maior padronização ambiental:** A GC facilita práticas de manutenção ambiental padronizada — limpeza de módulos, controle de vegetação e gestão de resíduos — diminuindo riscos de danos ambientais decorrentes de má manutenção.
- **Redução de equipamentos distribuídos:** Menos inversores individuais significa menor probabilidade de descarte ou substituições frequentes, reduzindo impactos ao longo da vida útil.
- **Menor impacto visual para moradores:** Como os módulos ficam concentrados, o condomínio preserva a estética uniforme das residências, o que pode agregar valor imobiliário.

15.1.2 Geração Distribuída (GD) — impactos menos favoráveis

- Ocupação dos telhados e necessidade de infraestrutura individualizada;
- Maior probabilidade de intervenções futuras (limpeza, trocas, cabos expostos);
- Maior impacto visual nas residências;
- Risco de sobrecarga térmica em telhados antigos ou mal dimensionados.

15.2 Confiabilidade Operacional

15.2.1 Geração Centralizada (GC) — mais confiável

- **Monitoramento unificado:** Um único sistema permite supervisão centralizada, facilitando detecção de falhas, acompanhamento da produção e ações corretivas rápidas.
- **Inversor de grande porte com redundâncias internas:** Inversores trifásicos possuem sistemas de proteção e controle mais robustos que microinversores residenciais.

- **Menor variabilidade de performance entre unidades:** Em GD, cada casa possui sua própria curva de sombreamento, sujeira e instalação — aumentando inconsistências. Na GC, todos produzem igualmente, garantindo confiabilidade energética coletiva.
- **Manutenção especializada:** Equipes técnicas trabalham em um único ponto, reduzindo erros humanos e garantindo manutenção padronizada.

15.2.2 Geração Distribuída (GD) – confiabilidade menor

- Cada morador depende da qualidade da sua própria instalação;
- Maior probabilidade de falhas elétricas e mau dimensionamento;
- Equipamentos expostos a diferentes condições (sombras, sujeira, orientações);
- Dificuldade de controle unificado da performance do condomínio.

15.3 Flexibilidade Operacional

15.3.1 Geração Centralizada (GC) – maior flexibilidade

- **Facilidade de expansão futura:** Como a área é comum e os equipamentos são compartilhados, aumentar a potência instalada demanda menos obra e menos interferência nas residências.
- **Gestão condonial simplificada:** É mais fácil reorganizar rateio, créditos de energia e ajuste de demandas quando o sistema é centralizado.
- **Integração direta com baterias e futuras tecnologias:** A GC permite, no futuro: instalar baterias compartilhadas, adotar microgrids e utilizar softwares de gestão energética, essas alternativas são inviáveis ou mais caras em GD.
- **Menor dependência da decisão individual dos moradores:** Em GD, qualquer mudança depende do dono do imóvel e pode comprometer o conjunto. Na GC, decisões são tomadas coletivamente e implementadas profissionalmente.

15.3.2 Geração Distribuída (GD) – flexibilidade menor

- Cada morador pode possuir um tipo distinto de inversor, módulo e instalação, dificultando upgrades;
- Difículta a criação de sistemas inteligentes e integração com armazenamento;
- Expansão depende de espaço no telhado e das condições estruturais da residência.

16 Conclusão

Com base nos resultados de fluxo de caixa e no cálculo do payback mensal, apresenta-se a seguir um resumo comparativo entre os cenários de Geração Distribuída (GD) e Geração Centralizada (GC). Como ambos os arranjos utilizam o mesmo número de módulos fotovoltaicos, totalizando 44 kWp de potência instalada, a geração energética mensal adotada é idêntica para os dois modelos. Assim, as diferenças de desempenho econômico decorrem exclusivamente das variações em CAPEX, OPEX e da economia resultante por unidade monetária investida.

A Tabela 6 consolida os principais indicadores econômicos.

Tabela 6: Comparação Econômica entre Geração Distribuída e Geração Centralizada

Indicador	G. Distribuída	G. Centralizada	Vantagem da Centralizada
CAPEX Total (R\$)	157.300	120.200	R\$ 37.100 menor
OPEX Mensal (R\$)	77,01	68,75	R\$ 8,26 menor
Geração Mensal (kWh)	5128,8	5128,8	-- (mesma geração)
Economia Mensal Inicial (R\$)	2424,57	2424,57	-- (mesma economia bruta)
LCOE	R\$0,23288	R\$0,17967	Diferença de R\$0,05321
Fluxo Líquido Inicial (R\$)	2347,56	2355,82	Maior devido ao menor OPEX
Payback (meses)	57	45	12 meses mais rápido

Os resultados evidenciam que o modelo centralizado apresenta uma vantagem econômica clara. Mesmo sob a hipótese de geração idêntica entre os cenários, a estrutura condominial reduz o investimento inicial em mais de R\$ 37 mil e diminui os custos operacionais mensais. Como resultado, o período de retorno da geração centralizada ocorre aproximadamente **um ano antes** do retorno observado para a configuração distribuída, reforçando sua superioridade financeira e operacional para o empreendimento analisado.

Referências Bibliográficas

- [1] CRESESB/CEPEL, “Sundata – potencial energético solar,” <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>, CRESESB / CEPEL, n.d., acesso em: 04 Dezembro 2025.
- [2] WEG S.A., *WPV 550-555 HMM1 – Datasheet Técnico do Módulo Fotovoltaico*, WEG, Jaraguá do Sul, SC, Brasil, 2023, módulo fotovoltaico monofacial / monocristalino, 550-555 W. Acessado via PDF oficial da WEG. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h0c/h8e/WEG-wpv-550-555-hmm1-datasheet-pt.pdf>
- [3] —, *SIW - Solar Inverter WEG: Datasheet Técnico*, WEG, Jaraguá do Sul, SC, 2025, documento técnico do inversor solar série SIW. [Online]. Available: <https://www.weg.net>