

**INSTITUTO  
FEDERAL**  
Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

JOÃO VÍTOR SILVA PONTES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA FRENTE ÀS ALTERNATIVAS DE  
CONEXÃO EM CENÁRIOS DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA: Um  
Estudo de Caso**

Garanhuns – PE

2024

JOÃO VÍTOR SILVA PONTES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA FRENTE ÀS ALTERNATIVAS DE  
CONEXÃO EM CENÁRIOS DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA: Um  
Estudo de Caso**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Pernambuco, campus  
Garanhuns, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Severino da Silva

Garanhuns – PE

2024

P814a Pontes, João Vítor Silva.  
Análise de viabilidade econômica frente às alternativas de conexão em cenários de inversão de fluxo de potência: um estudo de caso / João Vítor Silva Pontes ; orientador Márcio Severino da Silva, 2024.  
59f. : il.

Orientador: Márcio Severino da Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Sistemas de energia elétrica – Aspectos econômicos. 2. Sistemas de energia fotovoltaica - Estudo de casos. 3. Serviços de eletricidade – Custos. 4. Energia solar - Consumo. 5. Energia - Fontes alternativas. I. Título.

CDD 621.3

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

JOÃO VÍTOR SILVA PONTES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA FRENTE ÀS ALTERNATIVAS DE  
CONEXÃO EM CENÁRIOS DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA: Um  
Estudo de Caso**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Pernambuco, campus  
Garanhuns, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 22/10/2024

---

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva (IFPE, *campus* Garanhuns)  
Orientador

---

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)  
Avaliador interno

---

Profa. Ma. Regina Maria de Lima Neta (IFPE, *campus* Pesqueira)  
Avaliador externo

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, pela saúde que me foi concedida e por me permitir acordar todos os dias com força e determinação. Minha gratidão à Jessiane Pereira, por me auxiliar na idealização deste trabalho e pelo apoio constante ao longo de todo o processo. Agradeço profundamente aos meus pais, por toda a educação e suporte que sempre me proporcionaram, dentro e fora do contexto acadêmico. À minha querida tia Maria Cavalcante, minha eterna gratidão por ser uma das principais incentivadoras do meu caminho na educação. Aos meus amigos Saulo, Matheus, José Vítor e Fernando, agradeço pelo apoio incondicional ao longo dessa jornada, tornando os momentos mais leves e compartilhando tantas experiências. Expresso também minha profunda gratidão ao meu orientador, Márcio Severino, por sua orientação fundamental para o desenvolvimento e aprimoramento deste trabalho. Agradeço ao corpo docente e aos colaboradores da instituição que, de alguma forma, contribuíram para essa trajetória. E, por fim, mas não menos importante, minha sincera gratidão à equipe da Bright Strategies, com quem tenho grande estima, apreço e reconhecimento.

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de duas alternativas de conexão propostas pela Resolução 1.000/2021 da ANEEL, em relação à inversão de fluxo de potência em uma unidade consumidora de perfil comercial, localizada na área de concessão da CPFL Paulista. Os cenários analisados incluem um projeto de uma usina solar fotovoltaica 75 kW participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o modelo *Zero Grid*, no qual toda a energia gerada deve ser consumida simultaneamente. A metodologia envolve o tratamento dos dados de consumo da instalação, simulações de geração fotovoltaica e a avaliação de indicadores de viabilidade econômica, como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o Payback Descontado. Os resultados demonstram que, embora o projeto Zero Grid exija um investimento inicial maior e apresente um retorno mais lento, ele gera um valor total superior ao longo do período avaliado. O projeto no SCEE, por outro lado, apresenta um retorno mais rápido, mas com um valor total inferior. As conclusões destacam a importância de uma análise criteriosa para decisões de investimento, considerando tanto o tempo de retorno quanto o valor total gerado.

Palavras-chave: Viabilidade econômica. Inversão de fluxo de potência. Zero Grid. Geração fotovoltaica. Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

## **ABSTRACT**

This paper aims to assess the economic feasibility of two connection alternatives proposed by ANEEL's Resolution 1,000/2021, in relation to the power flow inversion in a commercial consumer unit, located in the CPFL Paulista concession area. The analyzed scenarios include a 75 kW solar photovoltaic project participating in the Electric Power Compensation System (SCEE) and the Zero Grid model, in which all generated energy must be consumed simultaneously. The methodology involves processing the installation's consumption data, photovoltaic generation simulations, and the evaluation of economic feasibility indicators such as the Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV), and Discounted Payback. The results show that although the Zero Grid project requires a larger initial investment and has a slower return, it generates a higher total value over the evaluated period. The SCEE project, on the other hand, presents a faster return but a lower total value. The conclusions highlight the importance of a careful analysis for investment decisions, considering both the payback period and the total value generated.

**Keywords:** Economic feasibility, Power flow inversion, Zero Grid, Photovoltaic generation, Electric Power Compensation System.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	9
1.1. Objetivos .....	12
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	14
2.1. Energia Solar Fotovoltaica .....	14
2.2. Geração Distribuída .....	17
2.3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica .....	18
2.3.1. Geração Distribuída Tipo I .....	18
2.3.2. Geração Distribuída Tipo III .....	19
2.3.3. Geração Distribuída Tipo II .....	19
2.3.4. Encontro de Contas .....	20
2.4. Tipos de Conexão em Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica .....	20
2.4.1. On-Grid .....	21
2.4.2. Off-Grid .....	21
2.4.3. Zero Grid.....	21
2.5. Tarifa.....	22
2.5.1. Classe de consumo .....	23
2.5.2. Grupo tarifário .....	24
2.5.3. Modalidade tarifária .....	24
2.5.4. Postos Tarifários .....	25
2.5.5. Contribuição de Iluminação Pública (CIP) .....	25
2.5.6. Tributação .....	26
2.5.7. Demanda .....	28
2.6. Inversão de fluxo de potência .....	28
2.7. Indicadores de viabilidade econômica .....	31
2.7.1. Fluxo de Caixa .....	31
2.7.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....	31
2.7.3. Valor Presente Líquido (VPL) .....	31
2.7.4. Payback Descontado .....	32
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	33
3.1. Definição da potência dos sistemas.....	33
3.1.1. Zero Grid.....	33
3.1.2. SCEE .....	34

3.2.	Obtenção dos dados de medição.....	34
3.2.1.	Solicitação da memória de massa .....	34
3.2.2.	Tratamento dos dados .....	34
3.3.	Análise do primeiro cenário – SCEE .....	35
3.4.	Análise do segundo cenário – Zero Grid.....	35
3.5.	Premissas adotadas para a análise de viabilidade .....	36
3.5.1.	Definição do Preço do Sistema.....	36
3.5.2.	Custo de Operação e Manutenção (O&M).....	36
3.5.3.	Aumento de Consumo .....	37
3.5.4.	Degradação da Produtividade.....	37
3.5.5.	Evolução da Tarifa .....	37
3.5.6.	Custo de troca dos inversores .....	37
3.6.	Fluxo de caixa.....	38
3.7.	Cálculo dos indicadores de viabilidade econômica.....	38
3.8.	Análise comparativa dos cenários.....	39
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	40
5.	CONCLUSÕES .....	54
	REFERÊNCIAS.....	56

## 1. INTRODUÇÃO

O avanço do desenvolvimento industrial, a introdução de novas tecnologias e o aumento da acessibilidade a aparelhos eletrodomésticos em diferentes camadas sociais têm contribuído significativamente para o aumento do consumo de energia elétrica em nível global.

A elevada dependência das hidrelétricas compromete a segurança energética do Brasil, pois deixa o país vulnerável a períodos de secas prolongadas, como observado nas crises de 2001-2002 e 2011-2013, quando mudanças climáticas abruptas impactaram negativamente o fornecimento de energia elétrica (AQUILA et al., 2017). Para mitigar esses riscos, o governo brasileiro implementou políticas de incentivo para diversificar a matriz energética, destacando-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) lançado em 2002. O PROINFA teve como objetivo principal promover a integração de fontes renováveis, como a solar e a eólica, ampliando as alternativas energéticas disponíveis e reduzindo a dependência de hidrelétricas (Souza, 2014).

Como resultado dessas iniciativas, o Brasil tem registrado avanços significativos na expansão de fontes renováveis, consolidando-se como um dos principais mercados de energia solar fotovoltaica no mundo. Em 2023, o país alcançou a sexta posição global em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, evidenciando o sucesso das políticas públicas na diversificação da matriz energética e na promoção de um sistema elétrico mais resiliente e sustentável (IRENA, 2024).

Dentro desse contexto, pode-se afirmar que a geração distribuída tem desempenhado um papel significativo no crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil. De acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em 2024, o país alcançou a marca de 30 GW de potência instalada de geração distribuída proveniente de fonte solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2024). Esse avanço só foi possível graças ao arcabouço regulatório que norteia o setor, fomentando sua expansão e viabilizando a conexão de mini e microgeradores à rede elétrica.

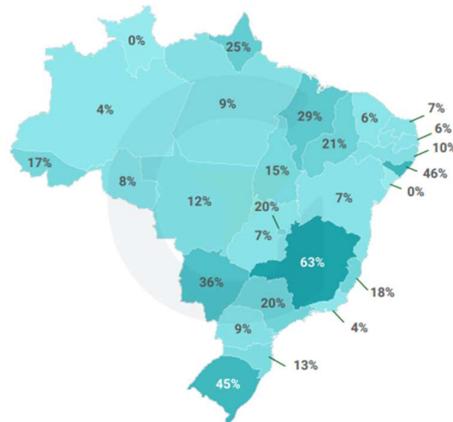
A geração distribuída no Brasil foi instituída em 2012 com a Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que definiu as condições e os termos para o acesso de mini e microgeradores à rede de distribuição de energia elétrica. Essa resolução também criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica

(SCEE), permitindo que os consumidores produzissem sua própria energia e compensassem o excedente na sua fatura, em um modelo conhecido como *net metering*. Em 6 de janeiro de 2022, a publicação da Lei Federal nº 14.300 estabeleceu o marco legal da mini e microgeração distribuída (MMGD) e do SCEE. Na sequência, em 7 de fevereiro de 2023, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.059 da ANEEL, concluindo o processo de regulação da Lei 14.300 e revogando a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, passando o SCEE e as condições de acesso para MMGD a serem regidos pela Resolução Normativa nº 1.000 da ANEEL e pela Lei Federal nº 14.300.

Entre as atualizações trazidas pela Resolução Normativa nº 1.059 à Resolução Normativa nº 1.000, destaca-se a adição de cinco parágrafos ao artigo 73, que descrevem os procedimentos das distribuidoras de energia elétrica diante da identificação de inversão de fluxo de potência proveniente da conexão ou do aumento de potência de MMGD. A aplicação desse instrumento normativo impactou significativamente o setor elétrico em 2023. Segundo pesquisa da *Greener*, a "alegação de inversão de fluxo de potência" foi um dos principais problemas enfrentados pelos integradores em relação às distribuidoras de energia, com 22% dos participantes relatando dificuldades relacionadas a esse tema (*Greener*, 2024).

Conforme apresentado na Figura 1, observam-se algumas áreas com maior incidência de alegações de inversão de fluxo de potência por parte das distribuidoras. Minas Gerais, Alagoas e Rio Grande do Sul foram os estados onde os integradores mais frequentemente relataram problemas relacionados a esse fenômeno.

Figura 1 - Percentual de integradores que enfrentaram problemas com inversão de fluxo.



Fonte: Greener (2024).

Diante da identificação da inversão de fluxo de potência, seja no disjuntor do alimentador ou no posto de transformação da distribuidora, aplica-se o disposto no parágrafo primeiro do art. 73 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL. O referido parágrafo apresenta algumas alternativas para mitigar a inversão de fluxo, tais como a reconfiguração dos circuitos e remanejamento de carga, definição de outro circuito para conexão, conexão em nível de tensão superior, redução permanente da potência injetável ou a redução dinâmica da potência (ANEEL, 2021).

Em cenários de inversão de fluxo pré-existente à conexão do empreendimento, onde a inversão já é verificada no posto de transformação da distribuidora, as três primeiras alternativas mencionadas tornam-se tecnicamente inviáveis. Resta, então, a possibilidade de conexão em nível de tensão superior, o que, por si só, devido ao alto custo associado à construção da subestação — dependendo do nível de tensão considerado tecnicamente viável pela distribuidora — pode inviabilizar financeiramente o projeto. Outra alternativa seria a injeção dinâmica, geralmente indicada nos estudos das distribuidoras, com a possibilidade de injeção de energia em horário noturno, o que é incompatível com a característica de um gerador solar fotovoltaico.

Diante da demanda pública por aprimoramentos regulatórios para tratar melhor o tema da inversão de fluxo, foi aberta a Consulta Pública nº 03/2024 entre os dias 08/02/2024 e 23/02/2024. A consulta recebeu um total de 563 contribuições, das quais 133 foram consideradas fora de escopo, 108 relacionadas ao programa Minha Casa

Minha Vida (também objeto dessa consulta) e, finalmente, 322 contribuições sobre o tema da inversão de fluxo (ANEEL, 2024).

Como resultado do processo de relatoria da diretora Agnes Maria de Aragão da Costa, em 23 de julho de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.089, que promoveu alterações à redação anterior do art. 73. Entre as mudanças, destaca-se a inserção do art. 73-A, que estabelece cenários em que a análise de inversão de fluxo é dispensada. Dentre esses, destacam-se: 1. a avaliação do histórico de consumo faturado para a liberação de injeção de potência em montante compatível com o consumo (hipótese restrita a projetos de microgeração distribuída) e 2. projetos "Zero Grid", ou seja, aqueles que não injetam energia na rede da distribuidora (ANEEL, 2024).

### **1.1. Objetivos**

O presente estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de duas alternativas de conexão frente à identificação de inversão de fluxo de potência para um consumidor comercial do subgrupo A4, modalidade horossazonal verde, localizado na área de concessão da CPFL Paulista.

O caso analisado envolve a solicitação de um Orçamento de Conexão para um sistema solar fotovoltaico de 225 kW, cuja área pretendida para conexão está acometida por inversão de fluxo de potência no disjuntor do alimentador e no posto de transformação da distribuidora.

Diante dessa situação, as alternativas avaliadas incluem: 1. Geração participante do SCEE: com injeção limitada à potência compatível com o consumo (75 kW); ou 2. Zero Grid: sistema que elimina a injeção de energia na rede.

A fim de alcançar esse objetivo final, estabelecem-se objetivos intermediários, enumerados a seguir:

- Tratar os dados de memória de massa da instalação, para definição do perfil de consumo;
- Simular o cenário de geração instalada de 75 kW no sistema SCEE;
- Simular o cenário de geração instalada de 225 kW no sistema *Grid Zero*;
- Prever o comportamento de carga e geração durante o período avaliado para ambos os sistemas;

- Avaliar a economia na fatura de energia para cada um dos cenários analisados;
- Estimar as perdas financeiras decorrentes da impossibilidade de injeção de energia na rede de distribuição;
- Calcular os indicadores financeiros necessários para avaliar a viabilidade dos investimentos em cada sistema.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

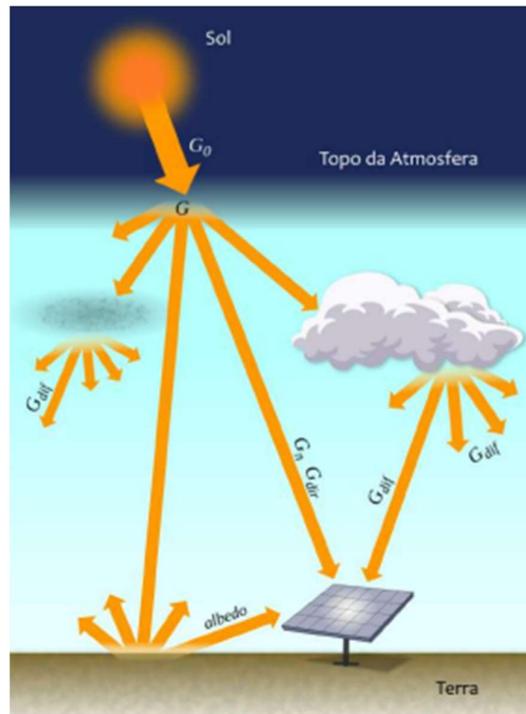
Este capítulo tem como objetivo apresentar as bases teóricas que fundamentam o desenvolvimento deste trabalho, abrangendo tanto o contexto técnico quanto o regulatório que permeiam o tema estudado. Além disso, serão discutidos os principais mecanismos utilizados na análise de viabilidade econômica dos cenários propostos, de modo que se permita a compreensão dos aspectos envolvidos no estudo.

### **2.1. Energia Solar Fotovoltaica**

A energia solar irradiada na superfície da terra é suficiente para atender 10.000 vezes o consumo de energia do mundo, podendo produzir uma média de 1.700 kWh de energia elétrica por ano para cada metro quadrado de área. (Brakmann et al., 2003; Craveiro, 2005, conforme citado por EPE, 2007).

Conforme a Figura 2.1, a irradiância solar, medida em  $W/m^2$ , é composta por diversas componentes, sendo a irradiância global horizontal (G) considerada a principal métrica para sistemas fotovoltaicos.

Figura 2.1 - Componentes da irradiância solar.

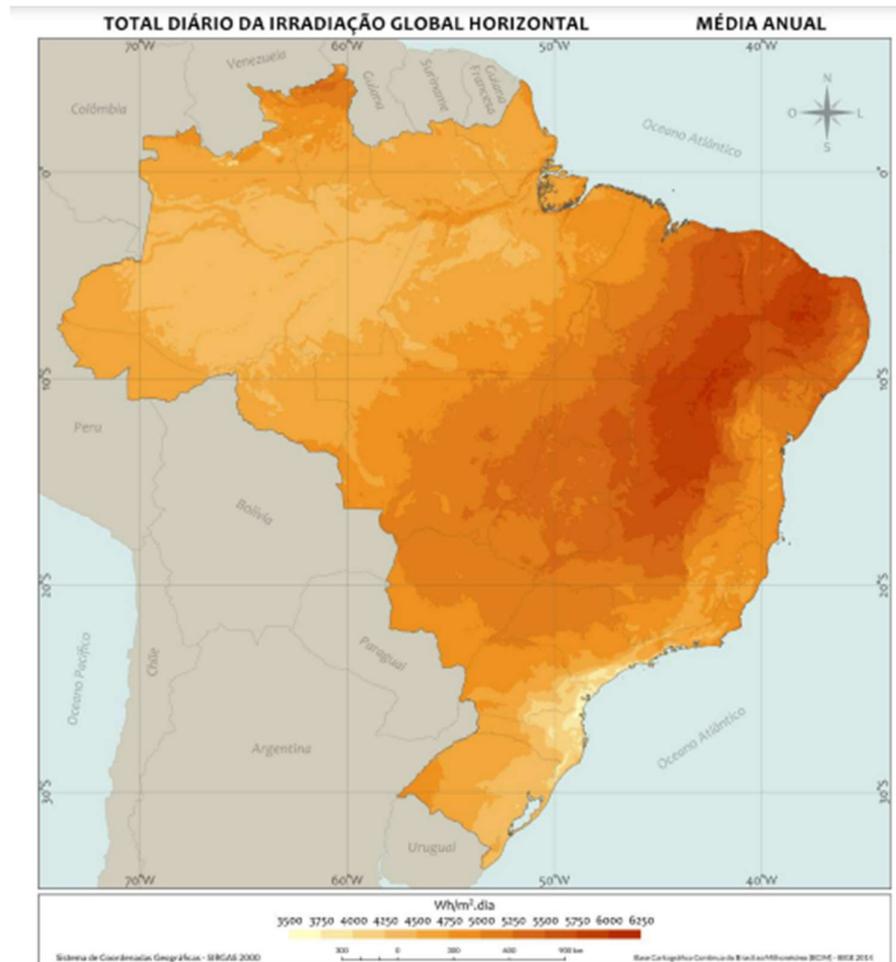


Fonte: INPE - Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

A irradiância global horizontal representa a taxa de energia total incidente sobre uma superfície horizontal, sendo a soma da irradiância direta horizontal ( $G_{dir}$ ) e da irradiância difusa horizontal ( $G_{dif}$ ). A componente direta se refere à energia que chega diretamente do Sol, sem sofrer absorção ou espalhamento na atmosfera, enquanto a componente difusa resulta do espalhamento da radiação solar por moléculas, particulados e nuvens presentes na atmosfera (PEREIRA et al., 2017).

No Brasil, a média anual de energia incidente na maior parte do país, conforme mostrado na Figura 2.2, varia entre  $4000 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$  e  $5000 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$ .

Figura 2.2 - Total diário de irradiação global horizontal.



Fonte: INPE - Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

Entretanto, de acordo com a Solavista (2023), a eficiência dos painéis solares fotovoltaicos atualmente disponíveis varia em torno de 20%, com base nas condições padrão de teste, conhecidas como *Standard Test Conditions* (STC). Isso significa que, com a tecnologia atual, ainda não é possível aproveitar 100% da energia fornecida pelo Sol.

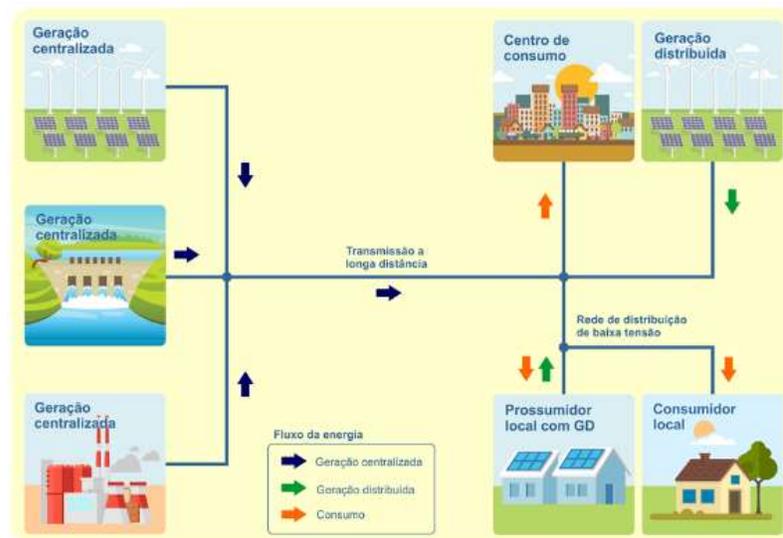
A conversão da luz solar em eletricidade ocorre por meio do efeito fotovoltaico, processo que acontece nas células fotovoltaicas, dispositivos fabricados com materiais semicondutores. As tecnologias empregadas na produção dessas células e módulos fotovoltaicos são classificadas em três gerações. A primeira geração, composta por silício monocristalino e policristalino, domina o mercado, representando

mais de 85% devido à sua confiabilidade e à sua maior eficiência comercial (Pinho e Galdino, 2014).

## 2.2. Geração Distribuída

A geração distribuída pode ser definida como a produção de energia localizada próxima aos centros de consumo, independentemente da fonte geradora, seja ela de origem fóssil, hidráulica, eólica ou fotovoltaica (IEA, 2002, conforme citado por Oliveira, 2006).

Figura 2.3 – Geração Distribuída x Geração Centralizada.



Fonte: FemmaEnergy (2024).

No contexto do normativo brasileiro, toda e qualquer mini e microgeração distribuída deve ser conectada por meio de uma unidade consumidora à rede de distribuição de energia elétrica, conforme os incisos XXIX-A e XXIX-B, art. 2º da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL. O conceito de "unidade consumidora" é definido no inciso L do mesmo artigo como o "conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação, sendo caracterizado por: a) recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão; b) medição

individualizada; c) pertencente a um único consumidor; e d) localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos" (ANEEL, 2021).

Dentro do conceito de geração distribuída, incluem-se as definições de microgeração e minigeração distribuída, conforme os incisos XXIX-A e XXIX-B do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL. A microgeração distribuída é caracterizada por sistemas de geração com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída abrange sistemas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis, e menor ou igual a 3 MW para fontes não despacháveis (ANEEL, 2021).

### **2.3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica**

Conforme disposto no inciso XLV-A do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) é definido como um mecanismo no qual a energia elétrica gerada por unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída é inserida na rede de distribuição local. Essa energia é cedida temporariamente de forma gratuita, sendo posteriormente usada para compensar o consumo de energia elétrica ativa das próprias unidades geradoras ou convertida em créditos para abater o consumo de outras unidades participantes do sistema (ANEEL, 2021).

Para compreender o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), é essencial definir dois conceitos importantes: o excedente de energia e o crédito de energia. De acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, o excedente de energia, conforme o inciso XVII-A, é a diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a consumida por uma unidade com microgeração ou minigeração distribuída, calculada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento. Já o crédito de energia, definido no inciso X-A, refere-se ao excedente que não foi utilizado no ciclo de faturamento em que foi gerado e que não foi adquirido pela distribuidora, conforme previsto no art. 24 da Lei nº 14.300/2022 (ANEEL, 2021).

#### **2.3.1. Geração Distribuída Tipo I**

Com a promulgação da Lei Federal nº 14.300/2022, foi estabelecido que a compensação integral de todas as componentes tarifárias seria aplicável somente aos projetos de geração distribuída já existentes ou aos novos projetos que atendessem a determinados requisitos. O primeiro requisito está relacionado à data de protocolo da solicitação de orçamento de conexão junto à distribuidora, isto é, a data de protocolo do projeto de geração distribuída. De acordo com o art. 26 da Lei nº 14.300/2022, o prazo para protocolar projetos que manteriam a compensação integral era até 7 de janeiro de 2023, correspondente a 12 meses contados a partir da publicação da Lei. Além disso, as definições do art. 26, que garantem a compensação integral de todas as componentes tarifárias, se aplicarão até 31 de dezembro de 2045. Para continuar sob essas regras, os projetos protocolados após a publicação da Lei deveriam cumprir prazos específicos para o início da injeção de energia elétrica: 120 dias para microgeradores, independentemente da fonte; 12 meses para minigeradores com fonte solar fotovoltaica; e 30 meses para minigeradores com demais fontes de energia (BRASIL, 2022).

### ***2.3.2. Geração Distribuída Tipo III***

Para projetos não enquadrados nas disposições do art. 26 da Lei Federal nº 14.300/2022, aplica-se o disposto no art. 27 da referida lei. Especificamente para projetos de minigeração distribuída com potência superior a 500 kW em fonte não despachável, na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais dos excedentes de energia, é exigido o pagamento de 100% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de Fio B, que se refere ao serviço de distribuição de energia elétrica, e 40% da TUSD de Fio A, que corresponde ao serviço de transmissão de energia elétrica. Além disso, há o pagamento integral dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE), bem como da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) (Brasil, 2022).

### ***2.3.3. Geração Distribuída Tipo II***

Em resumo, projetos que não se enquadram em nenhuma das categorias supracitadas podem ser definidos como GD II, nos quais há a compensação gradual da TUSD de Fio B, iniciando com 15% do pagamento em 2023 e aumentando em 15% a cada ano até atingir 90% em 2028 (Brasil, 2022). Para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas conforme o grupo A, o pagamento da TUSD de Fio B para a energia injetada no horário fora de ponta está incluído no valor referente ao pagamento da demanda. Dessa forma, para essas unidades consumidoras, o Fio B incide apenas sobre a energia injetada na rede da distribuidora durante o horário de ponta.

#### **2.3.4. Encontro de Contas**

O conceito popularmente conhecido como "encontro de contas" refere-se ao procedimento de faturamento das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída após o período de transição previsto pela Lei Federal nº 14.300/2022. Nesse contexto, as unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) serão submetidas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL, que determinam a cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia sobre a energia elétrica consumida e o uso ou demanda. Ao mesmo tempo, devem ser considerados e deduzidos todos os benefícios que essas unidades geram ao sistema elétrico, de acordo com diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (Brasil, 2022).

#### **2.4. Tipos de Conexão em Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**

Antes de discutir os diferentes tipos de conexão em sistemas de energia solar fotovoltaica, é importante entender as diversas formas de integração desses sistemas com a rede elétrica ou sua operação de maneira autônoma. Esta seção abordará as características e diferenças entre sistemas *On-Grid*, *Off-Grid* e *Zero Grid*, explicando como cada um opera no contexto de geração de energia e utilização dos excedentes de energia.

### **2.4.1. On-Grid**

Um sistema *On-Grid* pode ser definido, conforme conceitos já apresentados, como sendo um sistema conectado à rede de distribuição de energia elétrica por meio de uma unidade consumidora, com a capacidade de injetar os excedentes de energia gerados. Caso esses excedentes não sejam utilizados no mesmo ciclo de faturamento, transformam-se em créditos de energia, que têm validade de 60 meses.

### **2.4.2. Off-Grid**

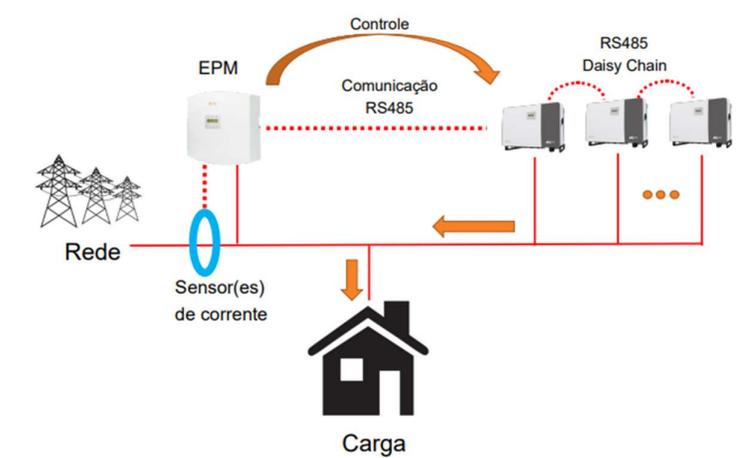
Diferentemente dos sistemas *On-Grid*, os sistemas *Off-Grid* são isolados e geralmente encontrados em zonas rurais ou de difícil acesso à rede elétrica. Esses sistemas possuem uma instalação simplificada e produzem energia suficiente para o uso direto, com o excedente sendo armazenado em baterias (Beneduce, 1999, conforme citado por Silva, 2022).

### **2.4.3. Zero Grid**

Os sistemas de geração fotovoltaica, conhecidos como *Zero Grid*, possibilitam que a energia seja gerada para o autoconsumo local, sem a injeção de energia na rede pela unidade consumidora (ANEEL, 2024). Embora se conectem à rede de distribuição por meio de uma unidade consumidora, como nos sistemas *On-Grid*, esses sistemas, devido a restrições relacionadas às condições de escoamento da rede local, não injetam energia na rede. Assim, toda a energia gerada pelo sistema é consumida de forma simultânea, não aproveitada ou armazenada em baterias, pois, nesses projetos, não há a possibilidade de geração de excedentes de energia para serem compensados posteriormente. Para a aplicação desses projetos, é desejável que haja uma alta taxa de simultaneidade entre as curvas de consumo e geração, a fim de minimizar as perdas de energia, especialmente tratando-se de uma fonte de energia não despachável, ou seja, que não pode ser controlada, como hidrelétricas com controle variável ou termelétricas, a menos que sejam utilizados sistemas de armazenamento de energia.

Em termos de tecnologia para a aplicação desses sistemas, o funcionamento dos inversores *Zero Grid* é relativamente simples. Conforme a Figura 2.4, o gerenciador de potência exportada, conhecido como *Exported Power Manager* (EPM), monitora um sensor de corrente que mede o fluxo de potência e o compara com a referência, que, neste caso, é zero. O EPM comunica-se com os inversores para ajustar a potência de saída conforme necessário.

Figura 2.4 – Diagrama Funcional EPM.



Fonte: GENYX (2024).

Adicionalmente, para assegurar a exportação zero em situações em que o controle de exportação dos inversores apresente falhas, algumas distribuidoras, como a Neoenergia, exigem a utilização de um relé de proteção com a função ANSI 32, conforme especificado na norma DIS-NOR-033 (NEOENERGIA, 2024).

## 2.5. Tarifa

A ANEEL, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), é responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, atuando como mediadora entre os interesses dos consumidores, dos investidores e do Estado. Cabe à ANEEL garantir que os consumidores paguem uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das

concessionárias para que possam prestar o serviço com a qualidade pactuada (CARCÃO, 2011).

Para tanto, o cálculo da tarifa inclui custos que as distribuidoras têm, considerando três componentes principais: o custo da energia gerada, o transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais. A ANEEL estabelece as tarifas em R\$ (Reais) por unidade de energia ou demanda de potência, classificando-as como tarifa de energia (TE), utilizada para o faturamento do consumo mensal em R\$/MWh, e TUSD, usada para o faturamento do uso do sistema de distribuição em R\$/MWh ou R\$/kW (ANEEL, 2021).

Além desses custos, incidem na conta de luz tributos federais, estaduais e municipais, como PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), que não são criados pela ANEEL, mas instituídos por leis (ANEEL, 2024). Os encargos setoriais e os tributos podem incidir sobre os custos da geração, transmissão ou distribuição da energia. Assim, a tarifa que chega ao consumidor final engloba o custo da compra da energia (geração), da transmissão (transmissão) e da distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos. Para fins de cálculo tarifário, os custos das distribuidoras são classificados em dois tipos: Parcela A, que inclui a compra de energia, transmissão e encargos setoriais; e Parcela B, que refere-se à distribuição de energia (ANEEL, 2024).

### **2.5.1. Classe de consumo**

Além da estrutura tarifária, a classificação das unidades consumidoras também desempenha um papel fundamental na aplicação das tarifas. Conforme o art. 174 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, as distribuidoras devem classificar as unidades consumidoras com base na atividade exercida, na finalidade de uso da energia elétrica e nos critérios definidos pela regulamentação. As classes tarifárias são estabelecidas como: residencial, industrial, comércio, serviços e outras atividades, rural, poder público, iluminação pública, serviço público, e consumo próprio (ANEEL, 2021).

Especificamente, a classe comercial, serviços e outras atividades abrange unidades consumidoras que desenvolvem atividades de prestação de serviços e

outras que não se enquadram nas demais classes. Esta classe é subdividida em subclasses como: comercial; serviços de transporte, exceto tração elétrica; serviços de comunicações e telecomunicações; associações e entidades filantrópicas; templos religiosos; administração condominial, que inclui instalações de uso coletivo e iluminação de vias internas; iluminação em vias públicas administradas por concessão ou autorização; semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito; e outros serviços e atividades (ANEEL, 2021).

Para a classe comercial, serviços e outras atividades, aplicam-se as tarifas homologadas para o grupo A, que corresponde a consumidores atendidos em alta tensão, e, para o grupo B, as tarifas do subgrupo B3, que abrange consumidores atendidos em baixa tensão (ANEEL, 2021).

### **2.5.2. Grupo tarifário**

Conforme a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, o Grupo A é composto por unidades consumidoras conectadas a tensões iguais ou superiores a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistemas subterrâneos de distribuição com tensão menor que 2,3 kV. Este grupo é subdividido em vários subgrupos, que atendem diferentes faixas de tensão. Em particular, o subgrupo A4 abrange unidades consumidoras conectadas com tensão entre 2,3 kV e 25 kV, sendo voltado para consumidores que necessitam de um fornecimento de energia adequado para demandas intermediárias, não atendidas pelos subgrupos de tensões mais altas, como A1, A2 e A3 (ANEEL, 2021).

### **2.5.3. Modalidade tarifária**

As modalidades tarifárias são compostas por diferentes tarifas relacionadas ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa, definidas conforme o Grupo Tarifário ao qual o consumidor pertence. Essas opções são regidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e pelo Proret, que especifica categorias como o Grupo A, que engloba unidades consumidoras de alta e média tensão. Neste grupo, há a modalidade Horária Azul, que oferece tarifas diferenciadas tanto para o

consumo de energia quanto para a demanda de potência, dependendo do horário de uso. Já a Horária Verde, também disponível para consumidores de média tensão, apresenta tarifas diferenciadas para o consumo conforme o horário, mas adota uma tarifa única para a demanda de potência, sendo vantajosa para aqueles que utilizam mais energia fora dos horários de pico.

No Grupo B, que abrange unidades consumidoras de baixa tensão, as modalidades tarifárias incluem a Convencional Monômnia, que aplica uma tarifa única independentemente do horário de consumo, e a Horária Branca, que oferece tarifas ajustadas conforme o horário de uso, exceto para consumidores de baixa renda e para iluminação pública (ANEEL, 2022).

#### **2.5.4. Postos Tarifários**

Para a aplicação dessas modalidades tarifárias horárias, é essencial definir os postos tarifários, que determinam os períodos do dia em que diferentes tarifas serão aplicadas. No caso das modalidades do Grupo A, aplicam-se os postos tarifários de ponta e fora de ponta. Já na Tarifa Branca, disponível para o Grupo B, são utilizados três postos tarifários: ponta, intermediário e fora de ponta.

Os postos tarifários são definidos por cada distribuidora em seu processo de revisão tarifária, que ocorre a cada 4 ou 5 anos, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. O horário de ponta corresponde a três horas consecutivas de maior demanda, excluindo sábados, domingos e feriados. O horário intermediário, aplicável apenas à Tarifa Branca, ocorre em períodos conjugados ao horário de ponta, com variação de 1 a 1h30 antes e depois desse horário. Por fim, o horário fora de ponta cobre todas as horas restantes. Nos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas como fora de ponta (ANEEL, 2022).

#### **2.5.5. Contribuição de Iluminação Pública (CIP)**

A contribuição de iluminação pública, conhecida como CIP ou COSIP, difere da antiga taxa de iluminação pública, considerada inconstitucional. Enquanto a taxa exigia que o serviço fosse divisível e diretamente relacionado ao contribuinte, a CIP é

uma contribuição que visa financiar a iluminação pública de forma geral, sem a necessidade de divisibilidade. A CIP foi instituída pela Emenda Constitucional nº 39/2002, e sua cobrança é permitida diretamente na fatura de energia elétrica. Com a recente Emenda Constitucional nº 132/2023, foi adicionada a possibilidade de que essa contribuição também seja destinada à expansão, melhoria e monitoramento de logradouros públicos para fins de segurança e preservação, conforme disposto no artigo 149-A da Constituição Federal: "Os Municípios e o Distrito Federal poderão instituir contribuição, na forma das respectivas leis, para o custeio, a expansão e a melhoria do serviço de iluminação pública e de sistemas de monitoramento para segurança e preservação de logradouros públicos, observado o disposto no art. 150, I e III" (Brasil, 2023).

### **2.5.6. Tributação**

#### *2.5.6.1. Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)*

O ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) é um tributo de competência estadual que incide sobre a circulação de mercadorias e serviços em todo território nacional. Esse imposto é uma das principais fontes de arrecadação dos estados brasileiros, com sua aplicação variando conforme a legislação de cada unidade federativa.

Para regulamentar o ICMS em âmbito nacional, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) estabelece convênios entre os estados e o Distrito Federal. Esses acordos visam uniformizar a aplicação do tributo e permitem a concessão de benefícios fiscais, como isenções e reduções de alíquotas. Dessa forma, o CONFAZ atua como um mediador entre os estados para evitar distorções nas políticas fiscais.

No entanto, a busca por investimentos por parte dos estados, muitas vezes por meio da concessão de benefícios fiscais relacionados ao ICMS, leva ao fenômeno conhecido como "guerra fiscal". Nessa disputa, os estados oferecem isenções e incentivos para atrair empresas, o que pode resultar em desequilíbrios na arrecadação e dificuldades para harmonizar a tributação entre as diferentes regiões do país.

No contexto do estado de São Paulo, o Decreto nº 67.521, de 27 de fevereiro de 2023, trouxe alterações importantes na cobrança do ICMS. Esse decreto ampliou as isenções tributárias previstas no artigo 166 do Anexo I do regulamento, beneficiando microgeradores e minigeradores de energia elétrica, especialmente aqueles que utilizam energia solar fotovoltaica. Além disso, foram incluídas novas modalidades, como a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, com o objetivo de incentivar a produção e uso de energias renováveis no estado, em consonância com as diretrizes do Convênio ICMS 190/17 (Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, 2023).

#### 2.5.6.2. PIS COFINS

O PIS (Programa de Integração Social) e a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) são tributos de natureza social previstos nos artigos 195 e 239 da Constituição Federal, com o objetivo de financiar a seguridade social no Brasil. Conforme o artigo 195 da Constituição, a seguridade social é financiada por toda a sociedade, de forma direta e indireta, por meio de contribuições sociais provenientes de empregadores, empresas, trabalhadores e outros contribuintes, abrangendo, entre outros, a receita ou faturamento, a folha de salários e o lucro das empresas (Brasil, 1988).

As contribuições do PIS e do PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) têm a mesma finalidade de financiar a seguridade social dos trabalhadores. A principal diferença entre eles é que o PIS é financiado por empresas privadas, enquanto o PASEP é custeado por empresas públicas, sendo administrado pelo Banco do Brasil. Os valores arrecadados pelo PIS são destinados a programas como seguro-desemprego e abono salarial, enquanto os recursos do PASEP visam ao fortalecimento do patrimônio do servidor público (Brasil, 1975).

Já a COFINS, prevista no inciso I do artigo 195, é uma contribuição que incide sobre a receita bruta das empresas, com a arrecadação destinada ao financiamento da seguridade social, incluindo previdência, saúde pública e assistência social (Receita Federal, 2022).

### 2.5.7. Demanda

Conforme a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, a demanda é definida como a média das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado. A mesma resolução também define os conceitos de demanda contratada e demanda medida. A demanda contratada é a quantidade de potência que a distribuidora é obrigada a disponibilizar de forma contínua no ponto de conexão, conforme estipulado em contrato, enquanto a demanda medida é a maior demanda de potência ativa registrada por medição e integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento (ANEEL, 2021).

Quando a demanda medida ultrapassa a demanda contratada além da tolerância permitida, a cobrança pela ultrapassagem é realizada de acordo com o art. 301 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, conforme apresentado na Equação (1):

$$C_{ULTRAPASSAGEM}(p) = [DAM(p) - DAC(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(p) \quad (1)$$

$C_{ULTRAPASSAGEM}(p)$  é o valor correspondente à cobrança pela demanda excedente, por posto tarifário “p”, expresso em Reais (R\$).  $DAM(p)$  refere-se à demanda de potência ativa medida em cada posto tarifário “p” durante o período de faturamento, em quilowatt (kW).  $DAC(p)$  é a demanda de potência ativa contratada por posto tarifário “p” no mesmo período, também em quilowatt (kW).  $VR_{DULT}(p)$  corresponde ao valor de referência de ultrapassagem, aplicável às tarifas de demanda para os subgrupos do grupo A ou para a TUSD-Consumidores-Livres. O posto tarifário “p” pode ser definido como ponta ou fora de ponta, conforme as modalidades tarifárias horárias.

### 2.6. Inversão de fluxo de potência

O fluxo de potência em um sistema elétrico refere-se ao movimento da energia elétrica das fontes geradoras para as cargas através das redes de transmissão e distribuição. No contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN), o fluxo de potência

segue um sentido convencional: da geração centralizada, como grandes usinas hidrelétricas, termoeletricas ou parques eólicos, até os centros de consumo.

A inversão de fluxo de potência ocorre quando o fluxo de energia elétrica segue no sentido oposto ao convencional, isto é, da carga para a rede de transmissão ou até para as usinas geradoras.

No caso de solicitação de conexão de um projeto de mini ou microgeração distribuída que implique em inversão de fluxo de potência, o § 1º do art. 73 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece uma série de alternativas de mitigação que devem ser avaliadas para viabilizar tecnicamente a conexão ao sistema de distribuição.

Art. 73. A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para:

§ 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de:

I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga;

II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída;

III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23;

IV - redução da potência injetável de forma permanente;

V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica; (ANEEL, 2023)

No entanto, em situações em que a inversão de fluxo já atinge o posto de transformação da distribuidora e é pré-existente à conexão do projeto, alternativas como reconfiguração de circuitos, remanejamento de carga ou redução permanente da potência injetada podem se mostrar tecnicamente inviáveis. Nesse cenário, as opções viáveis frequentemente são a conexão em um nível de tensão superior, o que pode inviabilizar economicamente o projeto devido às adaptações necessárias, ou a injeção dinâmica em horários pré-estabelecidos, comumente sugerida para ocorrer no período noturno. Essa opção, entretanto, é incompatível com sistemas solares fotovoltaicos, sendo viável apenas com o uso de sistemas de armazenamento de energia, que permitam o despacho controlado da energia gerada.

O art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL também traz exceções em que a análise de inversão de fluxo de potência pode ser dispensada.

Art. 73-A análise de inversão de fluxo de que trata o art. 73 fica afastada nas seguintes situações:

I - microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica;

II - microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 e cuja potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, observado o §1º e as instruções da ANEEL; e

III - microgeração distribuída que se enquadre na modalidade autoconsumo local, definido no inciso I-B do art. 2º, com potência instalada de geração igual ou inferior a 7,5 kW, observadas as disposições deste artigo.

§ 1º A potência de geração distribuída compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, de que trata o inciso II do caput, deve ser obtida pela seguinte Equação:

$$Pg = \frac{C}{FC \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ dias}} \times FA$$

em que:

Pg é a potência a ser instalada da microgeração distribuída;

C é o consumo da unidade consumidora, observado as instruções da ANEEL;

FC é o fator de capacidade, conforme instruções da ANEEL; e

FA é o fator de ajuste regulatório calculado com base na simultaneidade obtida das curvas de cargas das campanhas de medição dos processos tarifários, observado as instruções da ANEEL. (ANEEL, 2024)

O inciso I representa, na prática, a alternativa de "*Zero Grid*", ou seja, quando o sistema de geração distribuída não injeta energia excedente na rede. Já o inciso II refere-se à possibilidade de avaliar o histórico de consumo da unidade consumidora para permitir a injeção de energia em montante compatível com o consumo, desde que obedecidas as disposições mencionadas.

O parágrafo primeiro do art. 73-A fornece a Equação para calcular a potência de geração distribuída compatível com o consumo da unidade durante o período de geração, desde que obedecidas as disposições normativas.

## **2.7. Indicadores de viabilidade econômica**

Os indicadores de viabilidade econômica são ferramentas fundamentais utilizadas para avaliar a atratividade de investimentos e a viabilidade de projetos, permitindo que investidores tomem decisões informadas com base em critérios financeiros sólidos, como a geração de fluxo de caixa e a rentabilidade esperada, considerando fatores como o risco e o retorno.

### **2.7.1. Fluxo de Caixa**

O fluxo de caixa representa o montante de dinheiro que entra e sai de uma empresa ou projeto ao longo de um período específico. De acordo com Gitman (2010), o fluxo de caixa é essencial para avaliar a liquidez de um empreendimento, permitindo a análise da saúde financeira de um projeto, ao monitorar sua capacidade de gerar capital de giro suficiente para sustentar suas operações.

### **2.7.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)**

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é um parâmetro utilizado na análise de investimentos, representando a taxa mínima de retorno que um investidor espera obter de um projeto, considerando o risco envolvido. Segundo Assaf Neto (2017), a TMA é um critério importante para a decisão de aceitação de um projeto, uma vez que projetos com retorno inferior à TMA são considerados inviáveis.

### **2.7.3. Valor Presente Líquido (VPL)**

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos indicadores mais utilizados na análise de viabilidade econômica. Ele é calculado a partir da diferença entre o valor presente das receitas e o valor presente dos custos de um projeto, descontados a uma taxa apropriada, como a TMA. Conforme dito por Ross et al. (2015), o VPL permite medir a criação de valor de um investimento, indicando se o projeto é lucrativo ao trazer um

resultado positivo ou negativo. Um VPL positivo sugere que o projeto gera valor para o investidor, enquanto um VPL negativo indica uma perda financeira potencial.

#### **2.7.4. *Payback Descontado***

O *payback* descontado é uma variação do *payback* simples que considera o valor do dinheiro no tempo ao descontar os fluxos de caixa futuros. De acordo com Brigham e Ehrhardt (2011), este método corrige a limitação do *payback* simples, que desconsidera o efeito da defasagem temporal no valor do dinheiro, oferecendo uma medida mais precisa sobre o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado.

### 3. MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo apresenta, de forma detalhada a metodologia adotada para a elaboração deste trabalho, expondo o de forma detalhada cada uma das etapas, bem como as premissas adotadas para seu desenvolvimento. Para tanto, o texto ora exposto segue organizado da seguinte forma:

A seção 3.1 - Definição da potência dos sistemas;

A seção 3.2 – Dados da memória de massa;

A seção 3.3 – Análise cenário SCEE;

A seção 3.4 – Análise do cenário GZ;

A seção 3.5 – Premissas adotadas para a análise de viabilidade;

A seção 3.6 – Construção do fluxo de caixa; e

A seção 3.7 – Cálculo dos indicadores de viabilidade econômica.

#### 3.1. Definição da potência dos sistemas

##### 3.1.1. Zero Grid

Para o sistema *Zero Grid*, não há um método amplamente difundido para a definição de potência específica. No entanto, devido à impossibilidade de injeção de energia na rede de distribuição, é preferível que a curva de carga da geração seja compatível com a curva de consumo do cliente. Neste sentido, a potência do sistema foi calculada com base na Equação descrita no §1º do art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, considerando um fator de carga de 16%, conforme disposto no art. 655-B da mesma resolução, fator de ajuste de 63% para consumidores da classe comercial, conforme Manual de Instruções – art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021 (ANEEL,2024). Por fim, foi considerado ainda um consumo médio mensal de 41.000 kWh, obtido da fatura de energia da unidade consumidora avaliada. Desta forma, tem-se que:

$$Pg = \frac{C}{FC \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ dias}} \times FA \rightarrow Pg = \frac{41000}{0,16 \times 24 \text{ hora} \times 30 \text{ dias}} \times 0,63 \rightarrow Pg = 224,21 \text{ kWp} \quad (2)$$

Define-se assim a potência do sistema fotovoltaico *Zero Grid* como sendo 225 kWp.

### **3.1.2. SCEE**

Para o sistema SCEE, conforme previsto no art. 73-A, a máxima potência disponibilizada segue as normas aplicáveis à microgeração distribuída, ou seja, 75 kW. No entanto, a potência de pico foi definida considerando a capacidade máxima do inversor MAX 75KTL3-XL2, que suporta até 112,5 kWp de potência de módulos.

## **3.2. Obtenção dos dados de medição**

### **3.2.1. Solicitação da memória de massa**

Esta etapa corresponde à solicitação dos dados de medição armazenados junto à distribuidora. Para a elaboração do estudo, foram requisitados os dados dos 12 meses faturados ao longo do ano de 2023, possibilitando a avaliação da curva de consumo mensal e dos comportamentos específicos decorrentes das variações sazonais, que podem impactar o consumo de energia elétrica da instalação. Os dados fornecidos pela distribuidora, no caso a CPFL Paulista, incluem medições de consumo integralizadas em intervalos de 5 minutos, demanda integralizada em intervalos de 15 minutos, além de data, horário e posto horário em que as medições foram registradas.

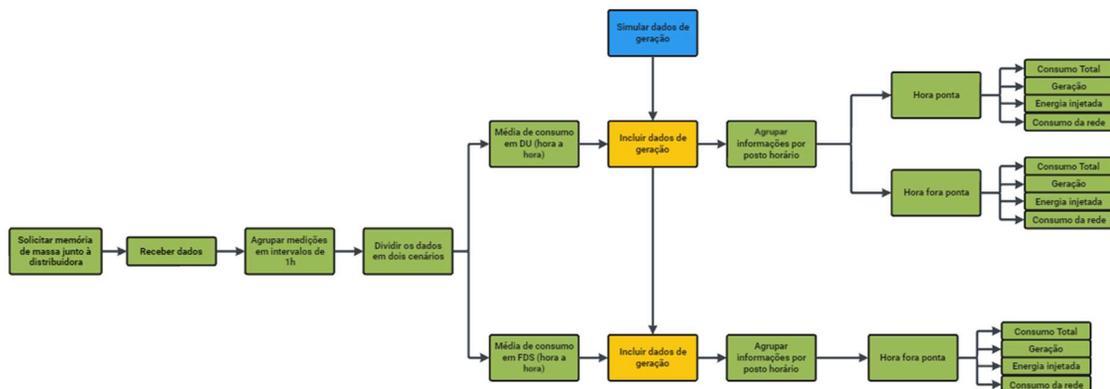
### **3.2.2. Tratamento dos dados**

Inicialmente, as medições foram agrupadas por hora, somando-se o consumo registrado em cada intervalo de 1 hora. Com isso, foi possível elaborar perfis de consumo, considerando o comportamento hora a hora para dias úteis e finais de semana em cada mês. Após esse tratamento inicial, as informações ficaram aptas para serem utilizadas na análise dos dois cenários definidos.

### 3.3. Análise do primeiro cenário – SCEE

Na análise do primeiro cenário (SCEE), o processo seguiu uma sequência lógica, iniciando-se com a simulação da geração de energia no *Global Solar Atlas*. Após essa simulação, as informações foram catalogadas por hora, considerando o consumo médio e a geração média para dias úteis e finais de semana, além de contabilizar a energia injetada na rede e o consumo de energia proveniente da concessionária. Ato contínuo, os dados foram catalogados por posto horário, novamente distinguindo dias úteis de finais de semana, conforme apresentado no fluxograma exposto na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Fluxograma da análise realizada.



Fonte: O autor.

Após a catalogação, foi realizada a totalização mensal das informações, considerando a quantidade de dias úteis e especiais em cada mês, o que permitiu uma visão global do comportamento de consumo ao longo do ano. Para finalizar a análise do cenário SCEE, foram incluídos os dados de demanda contratada e medida para cada mês, e aplicados as componentes tarifárias para valoração do consumo verificado. Assim, foi possível calcular a fatura de energia tanto para o cenário com geração distribuída quanto para o cenário sem geração distribuída, o que permitiu a avaliação da economia mensal gerada pela instalação do sistema.

### 3.4. Análise do segundo cenário – Zero Grid

A análise do segundo cenário (*Zero Grid*) seguiu a mesma metodologia utilizada no primeiro, com a diferença de que, neste caso, toda a energia excedente não consumida simultaneamente à sua geração foi considerada como perda, devido à impossibilidade de injeção na rede de distribuição. Para estimar o prejuízo causado por essas perdas, aplicaram-se as tarifas correspondentes, permitindo calcular o valor dessas perdas em reais no período avaliado.

### **3.5. Premissas adotadas para a análise de viabilidade**

#### **3.5.1. Definição do Preço do Sistema**

A análise do custo inicial do sistema fotovoltaico foi segmentada em dois cenários: SCEE e *Zero Grid*.

No cenário SCEE, o investimento inicial compreende o valor da integração do sistema e o custo do kit fotovoltaico. Segundo um estudo estratégico da *Greener* (2024), o preço médio por kWp para a faixa de potência definida é de aproximadamente R\$ 2,41/kWp.

Para o cenário *Zero Grid*, o investimento abrange tanto o sistema fotovoltaico quanto a instalação de uma cabine primária. De acordo com os dados da CLC Solar (2024), o valor estimado para uma cabine simplificada é de R\$ 105.000,00. Além disso, foi considerado o custo de integração de R\$ 1,09 por kWp (*Greener*, 2024). O custo do sistema fotovoltaico, conforme a mesma fonte, foi definido em R\$ 2,25/kWp para esta faixa de potência

#### **3.5.2. Custo de Operação e Manutenção (O&M)**

O custo anual de operação e manutenção (O&M) será considerado como 1% do investimento inicial, conforme estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019). No entanto, esse valor será corrigido anualmente com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), para refletir a inflação do período.

### **3.5.3. Aumento de Consumo**

Foi previsto um aumento de consumo de 3% ao ano, considerando o perfil do consumidor e a região onde o sistema será instalado, estimativa baseada no relatório da EPE (2024). Este percentual será aplicado tanto ao consumo total quanto à demanda contratada, garantindo que o dimensionamento da demanda seja mantido sem gerar penalizações por demanda de ultrapassagem.

### **3.5.4. Degradação da Produtividade**

A degradação da produtividade dos módulos fotovoltaicos foi calculada com base em uma taxa de 0,5% ao ano, conforme os estudos de Pinho e Galdino (2014). Essa perda progressiva de eficiência dos módulos foi levada em consideração para garantir uma análise precisa do retorno sobre o investimento ao longo do tempo.

### **3.5.5. Evolução da Tarifa**

Para estimar a evolução da tarifa de energia nos próximos anos, foram analisadas as resoluções homologatórias da distribuidora de energia elétrica, levando em consideração a média histórica dos reajustes tarifários. As informações basearam-se em resoluções homologatórias da ANEEL (2024), permitindo uma projeção razoável do comportamento das tarifas futuras.

### **3.5.6. Custo de troca dos inversores**

O custo de substituição dos inversores ao longo da vida útil do sistema foi estimado em 15% do investimento inicial, conforme dados fornecidos pela ANEEL (2019). Além disso, foi considerada a tendência de redução dos custos desses equipamentos, conforme a projeção da Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), que prevê uma queda de 2,9% ao ano no custo dos inversores entre 2021 e 2030. Para o período de 2031 em diante, adotou-se uma redução anual de 1,5%, de acordo

com o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2018). Esses índices de depreciação dos preços foram aplicados na projeção dos custos futuros de substituição, garantindo uma análise precisa da viabilidade econômica a longo prazo.

### **3.6. Fluxo de caixa**

Neste estudo, o fluxo de caixa é projetado para um período de 30 anos, considerando todos os custos, receitas e investimentos relacionados ao sistema fotovoltaico. Inicialmente, são analisados os investimentos necessários para a implementação do sistema, que incluem os custos de aquisição dos equipamentos, instalação e integração.

Os custos anuais de operação e manutenção (O&M), equivalentes a 1% do investimento inicial, também são considerados, sendo ajustados anualmente conforme o IPCA. Outro fator relevante é o custo de troca dos inversores, estimado em 15% do valor total do empreendimento, com substituições previstas a cada 10 anos.

A economia gerada pela instalação do sistema fotovoltaico é calculada com base na diferença entre o valor da fatura de energia sem geração distribuída e o valor com geração distribuída, seja no cenário SCEE ou no Zero Grid. Essa economia mensal é acumulada ao longo do ano para determinar a economia anual total, que, somada à projeção de custos e investimentos, resulta no fluxo de caixa do projeto ao longo do período avaliado.

### **3.7. Cálculo dos indicadores de viabilidade econômica**

Antes de proceder com o cálculo dos indicadores de viabilidade financeira deste projeto, é necessário calcular o fluxo de caixa líquido, que representa a diferença entre as receitas geradas (neste caso, as economias com a conta de energia) e os custos incorridos (investimento inicial, operação, manutenção e substituição dos inversores) ao longo do tempo. Após isso, calcula-se o fluxo de caixa descontado, que ajusta os valores futuros ao presente, considerando a taxa mínima de atratividade (TMA) como fator de desconto.

Com o fluxo de caixa descontado em mãos, prossegue-se com o cálculo dos principais indicadores de viabilidade financeira: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e *Payback* Descontado. Esses indicadores são fundamentais para avaliar o retorno esperado e a atratividade do projeto ao longo do tempo.

### **3.8. Análise comparativa dos cenários**

O próximo passo consiste na análise comparativa entre os dois cenários avaliados, *Zero Grid* e SCEE, permitindo identificar as vantagens econômicas e operacionais de um em relação ao outro. Essa análise levará em consideração as economias geradas, os custos de investimento e manutenção, além do retorno financeiro de cada cenário.

Adicionalmente, foi realizada uma avaliação detalhada do potencial de perdas de energia elétrica no cenário *Zero Grid*, estimando o impacto financeiro dessas perdas. Para isso, os valores das perdas serão atualizados para o valor presente, utilizando o IPCA como índice de correção, a fim de estimar o prejuízo equivalente na data zero.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Conforme as premissas expostas no capítulo anterior, foi inicialmente definido o valor do investimento inicial para cada um dos sistemas, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Investimento inicial

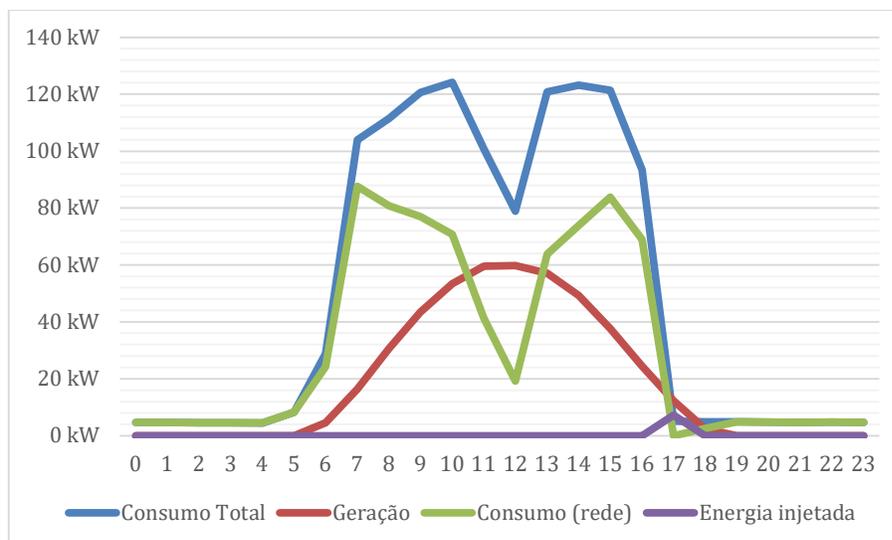
SCEE	Zero Grid
R\$ 271.125,00	R\$ 856.500,00

Fonte: O autor.

Nota-se que o projeto *Zero Grid* apresenta um valor significativamente maior devido à necessidade de adequação das instalações de entrada, ou seja, a construção de uma subestação de potência adequada à geração.

Após a definição do investimento inicial para cada um dos projetos e o avanço na análise dos dados obtidos pela memória de massa da instalação, bem como na simulação dos cenários de geração através do *Global Solar Atlas*, foram obtidas, inicialmente, as curvas características frente aos cenários considerados nas análises preliminares, ou seja, dias úteis e finais de semana, conforme apresentado nos Gráficos 4.1 a 4.4.

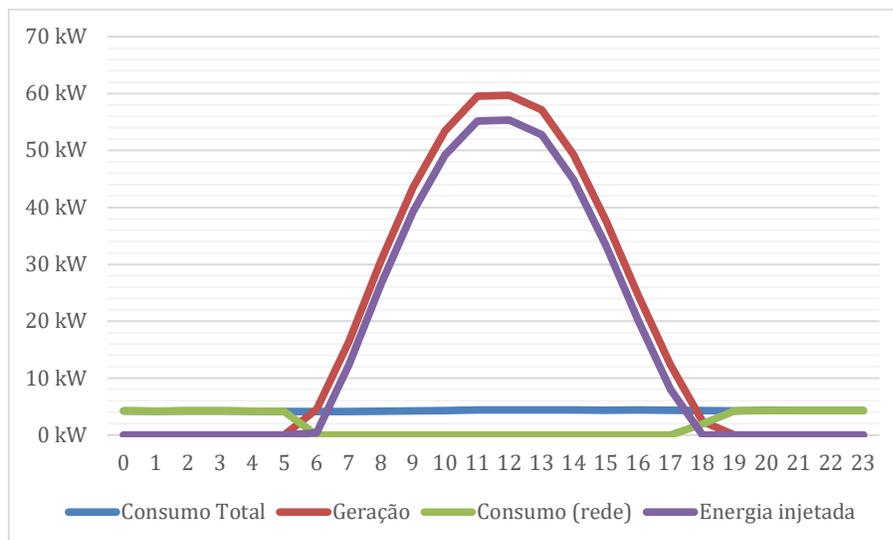
Gráfico 4.1 – Comportamento das curvas em dias úteis – SCEE.



Fonte: O Autor.

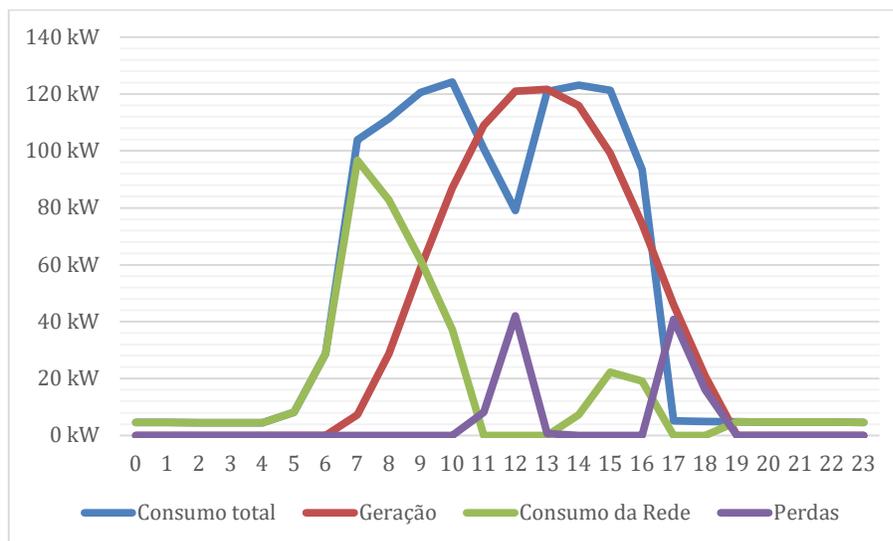
Ao avaliar as curvas do Gráfico 4.1, percebe-se que o consumo apresenta uma queda significativa entre 11 e 13 horas, devido à pausa nas atividades da instalação para o horário de almoço. A curva de geração, por se manter abaixo da curva de carga, indica que, em quase nenhum momento do dia, haverá injeção de energia na rede da distribuidora, exceto por um pequeno montante entre 17 e 18 horas.

Gráfico 4.2 – Comportamento das curvas em finais de semana – SCEE.



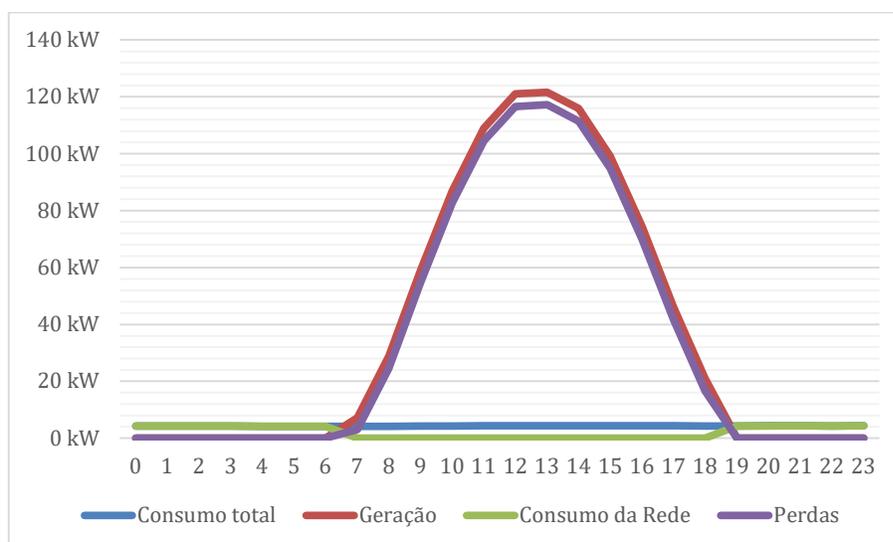
Fonte: O Autor.

Nas curvas apresentadas no Gráfico 4.2, observa-se que, em resumo, quase toda a energia gerada pelo sistema é injetada na rede de distribuição, gerando excedentes de energia a serem compensados. Vale ressaltar que, por se tratar de finais de semana, não há horário de ponta, logo, todos os excedentes gerados serão no período fora de ponta.

Gráfico 4.3 – Comportamento das curvas em dias úteis – *Zero Grid*.

Fonte: O Autor.

Quanto às curvas do Gráfico 4.3, nota-se o impacto negativo da redução no consumo durante a pausa nas atividades da instalação, uma vez que, nesse período específico do dia, parte da energia gerada não é aproveitada, convertendo-se em perdas devido à impossibilidade de injeção na rede de distribuição.

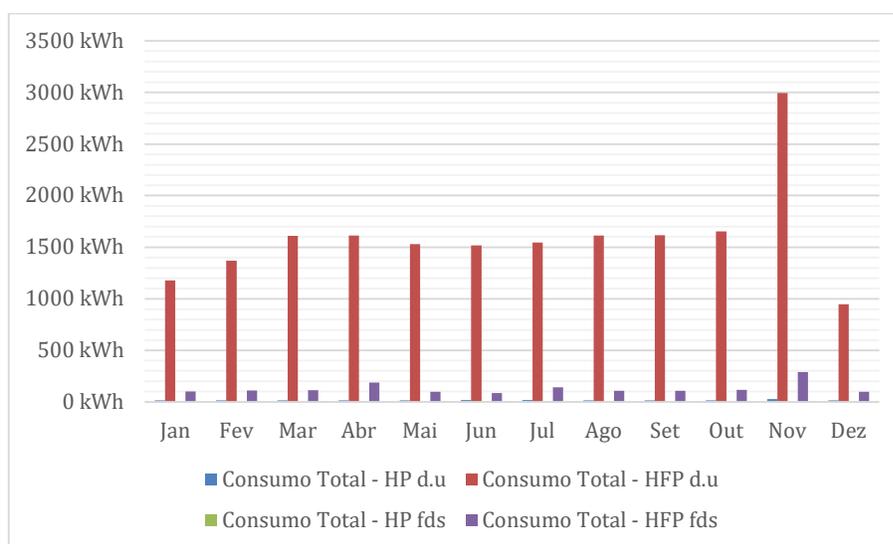
Gráfico 4.4 – Comportamento das curvas em finais de semana – *Zero Grid*.

Fonte: O Autor.

No Gráfico 4.4, a avaliação evidencia um dos principais problemas da aplicação do *Zero Grid* para essa instalação. Como não há consumo significativo durante os finais de semana, quase toda a energia gerada é convertida em perdas.

Dando continuidade à análise, foram avaliadas as variáveis de consumo, geração, consumo da rede, energia injetada (no cenário SCEE) e perdas (no cenário *Zero Grid*), conforme apresentado nos Gráficos 4.5 a 4.9.

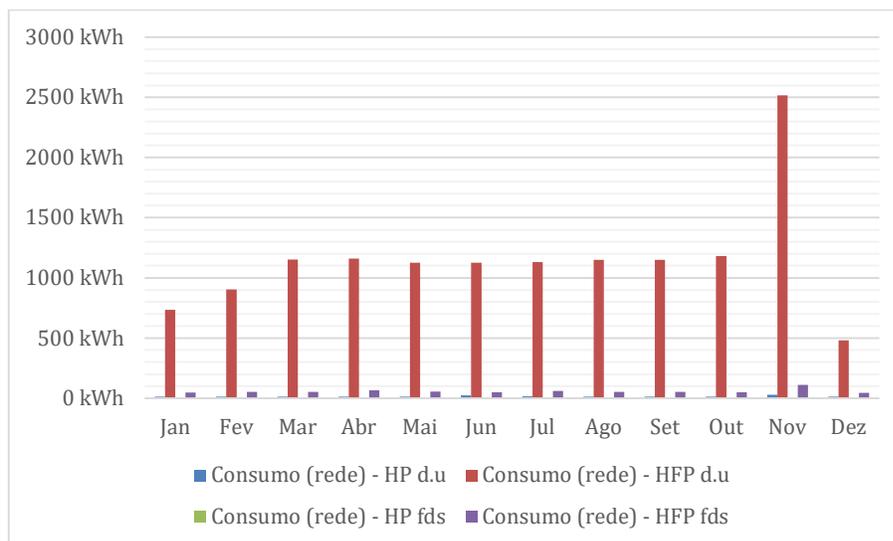
Gráfico 4.5 – Consumo total – dia útil x dia especial.



Fonte: O Autor.

Inicialmente, avaliando o consumo total, comum a ambos os cenários, observa-se, no Gráfico 4.5, que o consumo está concentrado nos dias úteis, predominantemente no horário fora de ponta, com um consumo pouco significativo aos finais de semana e irrelevante no horário de ponta. Além disso, há um aumento expressivo do consumo em novembro, sugerindo uma intensificação das atividades na instalação nesse mês.

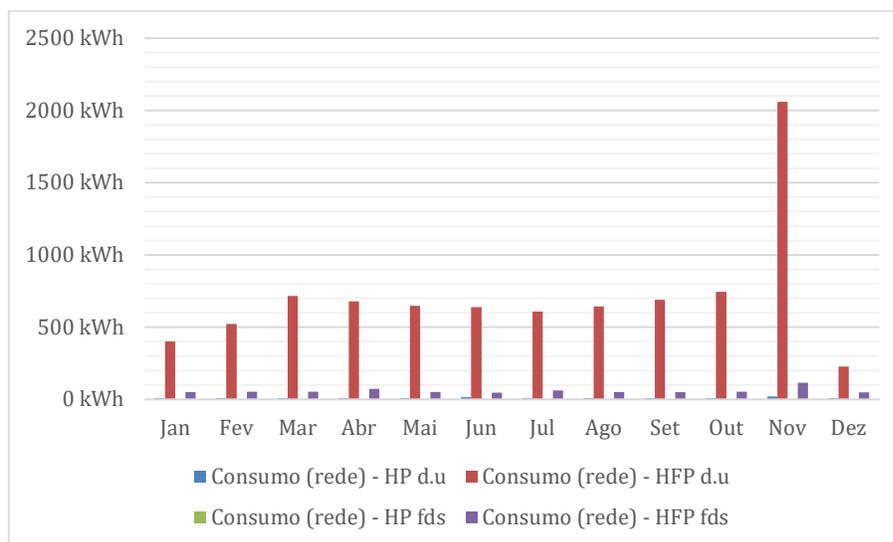
Gráfico 4.6 – Consumo da rede – dia útil x dia especial - SCEE.



Fonte: O Autor.

No cenário SCEE, conforme o Gráfico 4.6, como esperado, há uma redução significativa no consumo da rede em relação ao consumo total, representando uma economia para o consumidor.

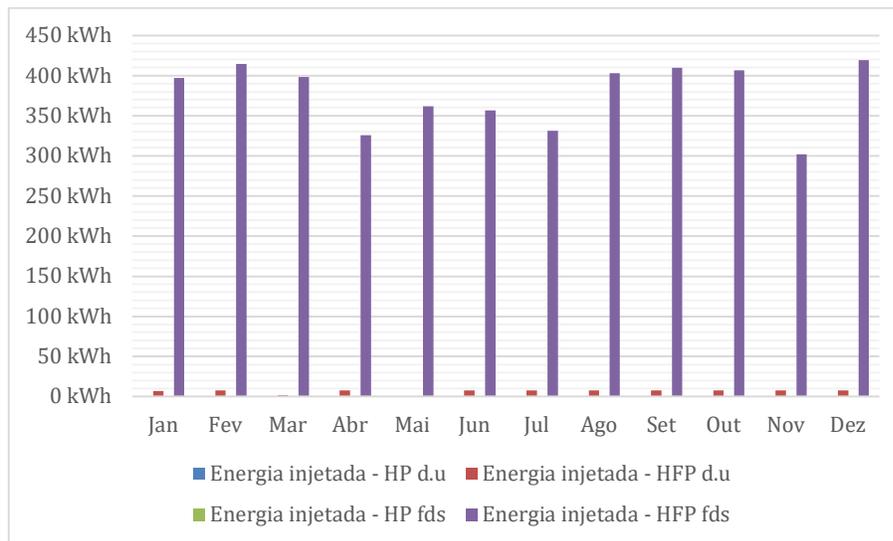
Gráfico 4.7 – Consumo da rede – dia útil x dia especial – Zero Grid.



Fonte: O Autor.

No cenário *Zero Grid*, apresentado no Gráfico 4.7, também há uma redução significativa no consumo da rede, e, apesar de não haver excedentes de energia gerados, a economia na fatura será maior, devido à maior geração.

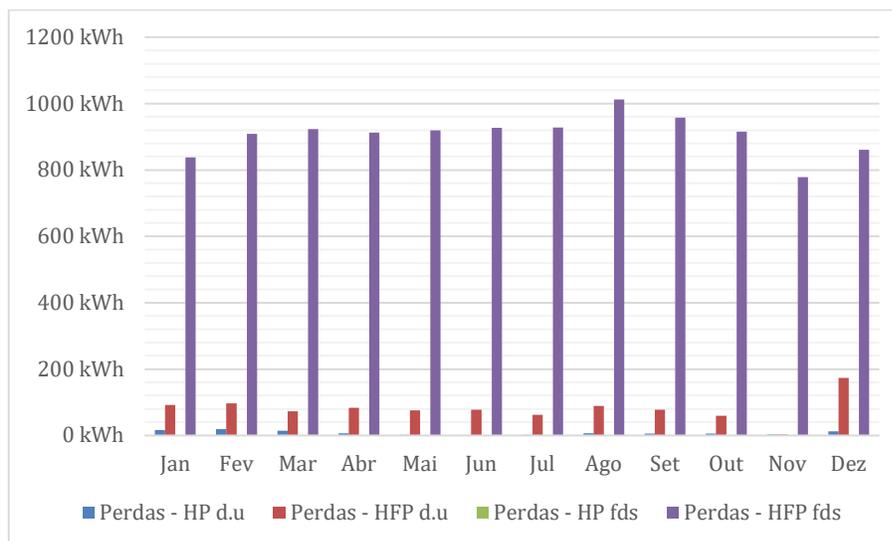
Gráfico 4.8 – Energia injetada.



Fonte: O Autor.

No que diz respeito à energia injetada, conforme o Gráfico 4.8, a maior parte da injeção ocorre nos finais de semana, quando não há consumo significativo na unidade consumidora, sem injeção de energia durante o horário de ponta.

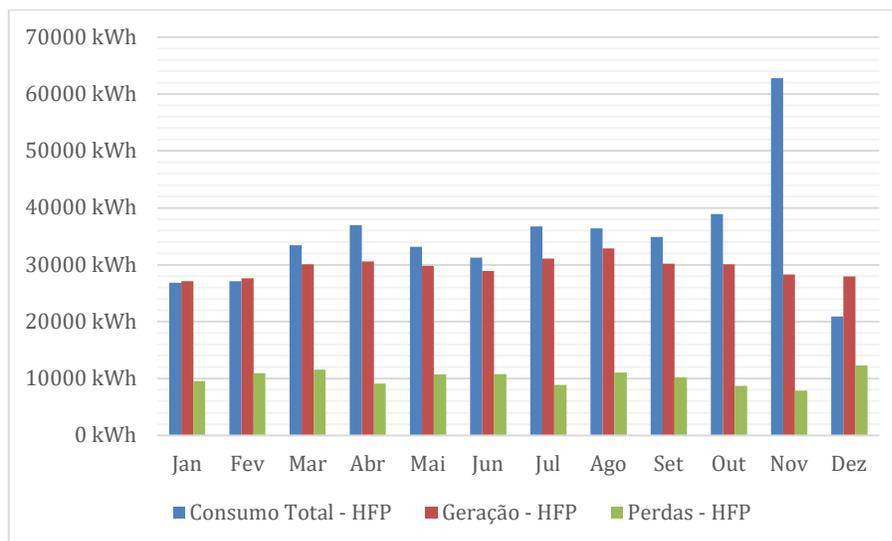
Gráfico 4.9 – Perdas de energia.



Fonte: O Autor.

Por fim, o Gráfico 4.9 mostra que as perdas de energia, resultantes da não injeção na rede de distribuição, concentram-se majoritariamente nos finais de semana, com perdas significativas também nos dias úteis, especialmente durante a pausa para o almoço. O único mês que não apresenta perdas em dias úteis é novembro, indicando que a curva de carga aumenta de forma expressiva, superando a curva de geração e consumindo toda a energia gerada de forma simultânea.

De acordo com os gráficos analisados, percebe-se que o consumo e a geração de energia ocorrem, em sua maioria, no período fora de ponta. O Gráfico 4.10 apresenta a comparação entre o consumo total, a energia gerada e as perdas de energia, todos no horário fora de ponta.

Gráfico 4.10 – Dados mensais na hora fora ponta – *Zero Grid*.

Fonte: O Autor.

Ao avaliar o total de energia consumida e gerada, conclui-se que o método utilizado para definir a potência do sistema *Zero Grid* foi parcialmente satisfatório, uma vez que atendeu ao consumo verificado. No entanto, é notável o quão significativas são as perdas de energia nesse cenário, sendo que as perdas representam aproximadamente um terço da energia total gerada ou consumida, com exceção do mês de novembro.

Após a conclusão das análises sobre o comportamento das curvas de carga, inicia-se a etapa de aplicação das componentes tarifárias e dos impostos, com o objetivo de avaliar o custo da fatura de energia nos cenários considerados: sem geração distribuída, com o projeto no SCEE e com o projeto *Zero Grid*. Conforme mencionado na seção anterior, para a definição do cenário para os próximos anos, foi avaliada a evolução das componentes tarifárias nos anos anteriores, permitindo a construção de uma estimativa para a fatura futura. A Tabela 4.2 apresenta o comportamento observado.

Tabela 4.2 – Comportamento das componentes tarifárias.

Ano	TUSD R\$/kWh (P)	TUSD R\$/kWh (FP)	TUSD R\$/kW	TE (P)	TE (FP)
2016	R\$ 0,6379	R\$ 0,0758	R\$ 8,1100	R\$ 0,4006	R\$ 0,2600

2017	R\$ 0,6898	R\$ 0,0373	R\$ 11,0600	R\$ 0,3681	R\$ 0,2420
2018	R\$ 0,6433	R\$ 0,0578	R\$ 9,7900	R\$ 0,4224	R\$ 0,2641
2019	R\$ 0,7262	R\$ 0,0757	R\$ 10,3500	R\$ 0,4369	R\$ 0,2633
2020	R\$ 0,7955	R\$ 0,0825	R\$ 11,7000	R\$ 0,4434	R\$ 0,2666
2021	R\$ 0,8971	R\$ 0,0899	R\$ 13,4100	R\$ 0,4537	R\$ 0,2816
2022	R\$ 1,1142	R\$ 0,1139	R\$ 15,8700	R\$ 0,4704	R\$ 0,2880
2023	R\$ 1,2737	R\$ 0,1105	R\$ 16,6600	R\$ 0,4841	R\$ 0,3026
2024	R\$ 1,3316	R\$ 0,1015	R\$ 18,3800	R\$ 0,4916	R\$ 0,3115
Média Anual	+9,96% a.a	+8,58% a.a	+11,49% a.a	+2,75% a.a	+2,38% a.a

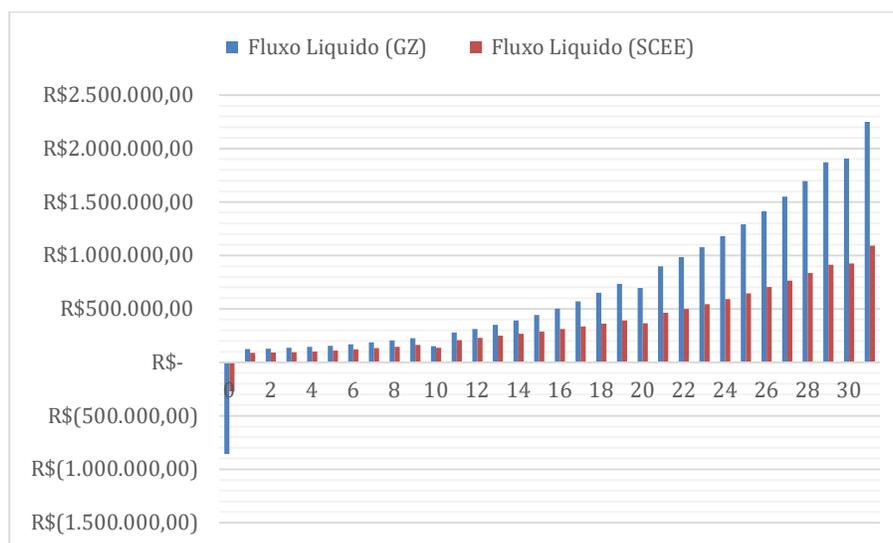
Fonte: O autor.

Conforme apresentado na Tabela 4.2, é possível observar que, de acordo com o histórico das últimas resoluções homologatórias, há um crescimento anual menos significativo nas componentes tarifárias TE (ponta e fora de ponta). No entanto, em contrapartida, a demanda apresenta uma previsão de aumento expressivo, na ordem de aproximadamente 11,5% ao ano.

Em relação ao PIS e COFINS, ocorreram um total de 43 alterações nas alíquotas entre 01/02/2021 e 01/09/2024, com uma média de 0,81% para o PIS e 3,71% para o COFINS. Para o ICMS, a alíquota foi mantida fixa em 18%.

Aplicando a progressão das tarifas e das alíquotas dos impostos, bem como as premissas mencionadas, como a degradação da produtividade dos módulos, o aumento anual do consumo, a troca dos inversores, entre outros, é possível construir o fluxo de caixa líquido para ambos os cenários avaliados, conforme mostrado no Gráfico 4.11.

Gráfico 4.11 – Fluxo Líquido no período avaliado de 30 anos.

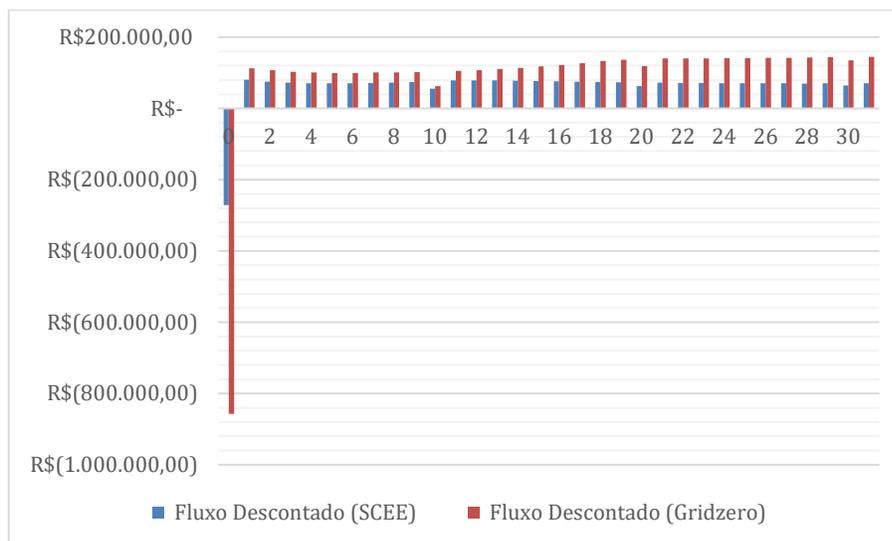


Fonte: O autor.

É possível observar que, para o projeto *Zero Grid*, embora o investimento inicial seja mais elevado, o fluxo de caixa resultante da economia mensal na fatura de energia é substancialmente superior ao do projeto no SCEE avaliado. No entanto, ressalta-se que esse fluxo de caixa não é suficiente para se tirar conclusões definitivas sobre a viabilidade de qualquer um dos cenários.

Para uma melhor análise do retorno real de cada projeto, é necessário calcular o fluxo de caixa descontado, conforme apresentado no Gráfico 4.12, utilizando como base a correção dos valores pela taxa mínima de atratividade, que, neste caso, corresponde ao IPCA+ (9,14%).

Gráfico 4.12 – Fluxo descontado no período avaliado de 30 anos.

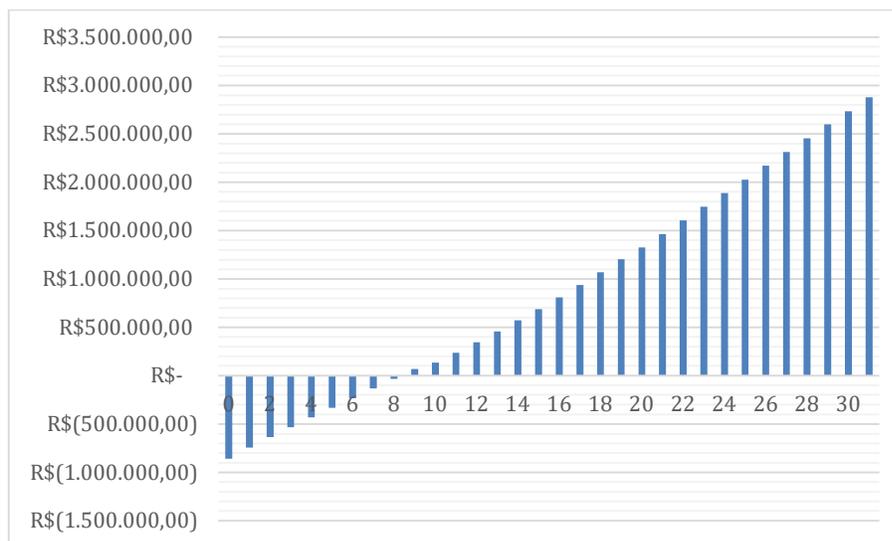


Fonte: O Autor.

Observa-se uma maior linearidade nos valores apresentados no fluxo de caixa. Contudo, a partir de meados do 18º ano, o fluxo do projeto *Zero Grid* representa o dobro do retorno do projeto no SCEE. Nota-se também o impacto da troca dos inversores, com um efeito mais significativo na primeira substituição, que ocorre no 10º ano.

Subtraindo o fluxo descontado de cada um dos projetos do investimento inicial, é possível construir o saldo gerado por cada projeto, conforme apresentado nos Gráficos 4.13 e 4.14.

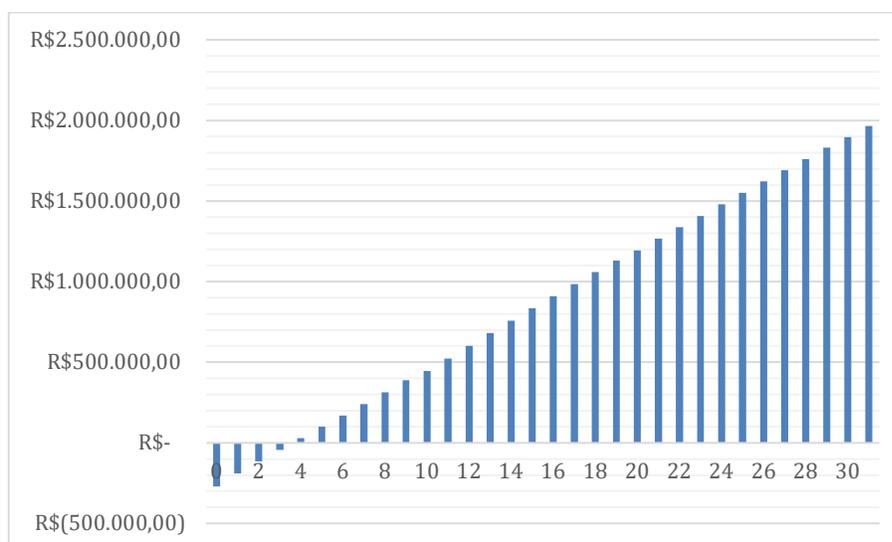
Gráfico 4.13 – Saldo – Projeto Zero Grid.



Fonte: O autor.

Ao analisar o Gráfico 4.13, é possível observar o *payback* do projeto, evidenciando que, entre os anos 8 e 9, o saldo se torna positivo e continua a aumentar ano após ano. Isso indica que o prazo estimado para o retorno do investimento é de 8 anos, a partir do qual o projeto começa a gerar valor.

Gráfico 4.14 – Saldo – Projeto SCEE.



Fonte: O autor.

Em contrapartida, ao analisar o Gráfico 4.14, nota-se que, embora o valor total gerado pelo projeto seja cerca de 30% menor, o tempo de retorno do investimento é

consideravelmente mais rápido. O saldo se torna positivo entre o terceiro e o quarto ano, ou seja, aproximadamente a metade do tempo necessário para o *payback* do cenário anterior.

Conclui-se, a partir dos gráficos apresentados, que o projeto *Zero Grid* oferece um retorno mais lento do investimento inicial, porém gera um valor total maior dentro do período avaliado, quando comparado ao projeto no SCEE. Esse comportamento é detalhado no Gráfico 4.15.

Gráfico 4.15 – Ponto de equilíbrio – Zero Grid x SCEE.



Fonte: O autor.

O Gráfico 4.15 apresenta uma análise comparativa do comportamento dos saldos de ambos os projetos. Observa-se que o projeto no SCEE proporciona um retorno do investimento de forma mais rápida, com saldo positivo entre o terceiro e o quarto ano. No entanto, entre o oitavo e o nono ano, o projeto *Zero Grid* também atinge o ponto de equilíbrio e começa a gerar saldo positivo, superando o retorno do SCEE a partir do 18º ano.

Por fim, foram calculados os indicadores de viabilidade econômica selecionados para avaliar os investimentos, cujos resultados estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Indicadores de viabilidade econômica.

Zero Grid			SCEE		
VPL	TIR	Payback	VPL	TIR	Payback
R\$ 2.877.995,20	23%	8,30 anos	R\$ 1.966.947,75	39%	3,6 anos

Fonte: O autor.

É possível constatar que o investimento em ambos os projetos é viável, pois ambos apresentam um VPL positivo. A decisão entre os dois fica a critério do investidor: o projeto SCEE oferece um retorno mais rápido, com *payback* em 3,6 anos, enquanto o *Zero Grid* tem um prazo de retorno de 8,3 anos. No entanto, o *projeto Zero Grid* gera um valor total maior, com uma diferença de R\$ 911.007,75.

Em relação às perdas de energia em reais, decorrentes da impossibilidade de injeção de energia na rede de distribuição no projeto *Zero Grid*, foram aplicadas as devidas componentes tarifárias com a progressão estimada ao longo dos anos. No entanto, para ajustar os valores à data presente, utilizou-se a correção pelo IPCA, resultando em um valor de R\$ 2.130.215,78. Com isso, é possível, por meio de estudos mais aprofundados, avaliar a viabilidade de adquirir um banco de baterias, considerando o investimento necessário para este ativo. Tal solução permitiria o armazenamento da energia gerada em períodos de baixo consumo, viabilizando o despacho noturno da energia acumulada, conforme previsto na alternativa V da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL.

## 5. CONCLUSÕES

Este estudo analisou a viabilidade econômica de dois cenários de conexão em uma unidade consumidora comercial, considerando o impacto da inversão de fluxo de potência, conforme regulamentado pela Resolução Normativa de nº 1.000/2021 da ANEEL. Os resultados indicam que ambos os projetos são financeiramente viáveis, apresentando Valor Presente Líquido (VPL) positivo. No entanto, cada cenário possui particularidades que tornam a escolha do melhor projeto dependente das prioridades do investidor.

O modelo *Zero Grid*, embora exija um investimento inicial significativamente mais elevado e apresente um prazo de retorno mais longo (8,3 anos), gera um valor superior ao longo do tempo, com uma diferença total de R\$ 911.007,75 em relação ao projeto no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse maior valor gerado a longo prazo demonstra a robustez do investimento, sendo ideal para consumidores que desejam maximizar a economia ao longo do tempo.

Por outro lado, o projeto no SCEE, com um retorno mais rápido (*payback* de 3,6 anos), oferece uma solução vantajosa para investidores que priorizam um retorno mais ágil, embora o valor total gerado ao longo do período seja inferior ao do modelo *Zero Grid*.

A escolha entre as alternativas deve considerar o perfil de investimento e os objetivos do consumidor. Para quem busca um retorno a curto prazo, o SCEE se mostra mais atraente; para aqueles que desejam maximizar o valor total gerado ao longo da vida útil do sistema, o modelo *Zero Grid* é a melhor opção. Este estudo também ressalta a importância de uma análise criteriosa das variáveis de cada cenário antes da tomada de decisão, garantindo que a solução escolhida atenda às expectativas e necessidades financeiras da unidade consumidora.

É importante salientar que, caso o projeto *Zero Grid* avaliado tivesse a mesma potência do projeto no SCEE, haveria uma vantagem substancial para o sistema de compensação. Contudo, a análise realizada mostra que, mesmo com perdas

significativas devido à não injeção de energia na rede, a alternativa *Zero Grid* pode ser atraente em determinados cenários, como o avaliado neste estudo.

Adicionalmente, destaca-se a possibilidade de realizar intervenções para ajustar a curva de consumo, de modo a evitar perdas de energia. Isso pode incluir o gerenciamento do consumo durante pausas nas atividades durante a semana, evitando o declínio acentuado na curva de consumo, bem como a manutenção de equipes ativas nas instalações durante os finais de semana, minimizando assim as perdas substanciais de energia gerada.

Por fim, uma possibilidade interessante para futuros trabalhos seria realizar uma comparação financeira entre a compra de um banco de baterias, destinado a armazenar toda a energia gerada pelo sistema *Zero Grid* que não é consumida simultaneamente, e o custo da energia desperdiçada, em reais, conforme identificado ao longo deste estudo. Esse novo estudo poderia avaliar se o investimento em um sistema de armazenamento seria financeiramente mais viável, levando em consideração o custo de aquisição, instalação e manutenção do banco de baterias, em comparação ao valor da energia que seria perdida sem o armazenamento.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Consulta Pública nº 03/2024, de 08 de fevereiro de 2024 a 23 de fevereiro de 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>. Acesso em: 5 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Modalidades Tarifárias. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 11 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Postos Tarifários. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 11 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 5 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.089, de 23 de julho de 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241098.pdf>. Acesso em: 5 set. 2024.

AQUILA, G.; PAMPLONA, E. O.; QUEIROZ, A. R.; ROTELA JR, P.; FONSECA, M. N. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, p. 1090-1098, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.013.

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Decreto nº 67.521, de 27 de fevereiro de 2023. Altera o regulamento do ICMS, ampliando isenções tributárias para microgeradores e minigeradores de energia elétrica. *Diário Oficial do Estado de São Paulo*, São Paulo, 28 fev. 2023. Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2023/decreto-67521-27.02.2023.html>. Acesso em: 12 set. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Geração própria solar alcança 30 gigawatts e mais de R\$ 146,4 bilhões em

investimentos. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-maisexpressao-com-br-noticia-geracao-propria-solar-alcanca-30-gigawatts-e-mais-de-r-1464-bilhoes-em-investimentos-74701-html>. Acesso em: 3 set. 2024.

ASSAF NETO, A. Finanças corporativas e valor. 8. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, DF: Senado Federal, 1988. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm). Acesso em: 11 set. 2024.

BRASIL. Lei Complementar nº 26, de 11 de setembro de 1975. Institui o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP). Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/lcp/Lcp26.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp26.htm). Acesso em: 11 set. 2024.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-374574328>. Acesso em: 10 set. 2024.

BRIGHAM, E. F.; EHRHARDT, M. C. Administração financeira: teoria e prática. 12. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2011.

CARCÃO, J. F. de C. O papel da regulação na atração de investimentos: um estudo de caso da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: [https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/publico/Dissertacao Joao Francisco de C Carcao.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/publico/Dissertacao%20Joao%20Francisco%20de%20C%20Carcao.pdf). Acesso em: 10 set. 2024.

CLC Solar. Cabine blindada de energia simplificada 300 kVA ENEL. Disponível em: <https://www.loja.clcsolar.com.br/MLB-3695826909-cabine-blindada-de-energia-simplificada-300kva-enel- JM>. Acesso em: 08 jun. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Outras%20Fontes.pdf>. Acesso em: 8 set. 2024.

FEMMA ENERGY. Geração Distribuída x Geração Centralizada. 2024. Disponível em: <https://femmaenergy.com.br/blog-4>. Acesso em: 09 set. 2024.

GENYX. Diagrama funcional EPM. Disponível em: <https://genyx.com.br/novo-site/wp-content/uploads/2023/10/Solis-EPM1-5G-MANUAL.pdf>. Acesso em: 10 set. 2024.

GITMAN, L. J. Princípios de administração financeira. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GROWATT. MAX 50-75KTL3-XL2: ficha de dados. Disponível em: [https://br.growatt.com/upload/file/MAX\\_50-75KTL3XL2\\_Ficha\\_de\\_dados\\_PT\\_202406.pdf](https://br.growatt.com/upload/file/MAX_50-75KTL3XL2_Ficha_de_dados_PT_202406.pdf). Acesso em: 08 jun. 2024.

GREENER. Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/>. Acesso em: 3 set. 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable energy statistics 2024. Abu Dhabi: IRENA, 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>. Acesso em: 3 set. 2024.

NEOENERGIA. DIS-NOR-033: Proteção e Controle de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Distribuição da Neoenergia. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/documents/d/sp/dis-nor-033-pdf?download=true>. Acesso em: 10 set. 2024.

OLIVEIRA, I. S. Proposta de uma política pública de incentivos a geração distribuída no Brasil. 2006. 216 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade

de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/92968>. Acesso em: 8 set. 2024.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 8 set. 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. Disponível em: [https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 8 set. 2024.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. Administração financeira. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2015.

SILVA, J. et al. A crise de abastecimento elétrico e suas implicações. Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, v. 13, n. 2, p. 103-121, 2024. Disponível em: <https://periodicos.uninove.br/geas/article/view/20080/9581>. Acesso em: 3 set. 2024.

SILVA, J. M. Sistemas de Geração Fotovoltaica: Um Estudo Comparativo. Revista de Energias Renováveis, v. 3, n. 3, p. 4, 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.52076/eacad-v3i3.382> Acesso em: 10 set. 2024.

SOLAVISTA. Entenda a eficiência do painel solar. Disponível em: <https://www.solavistaenergy.com.br/entenda-a-eficiencia-do-painel-solar#:~:A%20efici%C3%Aancia%20de%20um%20painel%20solar%20%C3%A9%20basicamente%20a%20porcentagem,por%20m2%2C%20em%20energia%20el%C3%A9trica>. Acesso em: 8 set. 2024.

SOLSTÍCIO ENERGIA. Estrutura tarifária. Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/tudo-sobre-a-tarifa-e-a-fatura-de-energia-eletrica>. Acesso em: 10 set. 2024.