

Alocação Ótima de Energia Solar em Comunidades com Geração Compartilhada via Programação Linear Inteira: Uma Abordagem Integrada com Critérios de Justiça Energética

Kleber José Araujo Galvão Filho

Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Av. Lourival Melo Mota, S/n - Tabuleiro do Martins, Maceió - AL

kjagf@ic.ufal.br

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se um modelo matemático baseado em Programação Linear Inteira para alocação de energia solar em comunidades com geração compartilhada. A proposta contempla elementos técnicos e sociais, com foco na distribuição racional da energia gerada localmente, considerando perfis de consumo diferenciados e critérios de prioridade. Para validar o modelo, foram realizadas simulações computacionais com dados sintéticos e análise comparativa de três cenários distintos. A abordagem busca contribuir para o desenvolvimento de soluções que conciliem eficiência energética e justiça social em arranjos comunitários.

PALAVRAS CHAVE. Geração distribuída, Justiça energética, Programação linear inteira.

Otimização em Energia, Programação Linear e Inteira, Sustentabilidade e Justiça Social

ABSTRACT

This work presents a mathematical model based on Integer Linear Programming for the allocation of solar energy in communities with shared generation. The proposal incorporates technical and social elements, focusing on the rational distribution of locally generated energy while considering differentiated consumption profiles and priority criteria. To validate the model, computational simulations were conducted using synthetic data, along with a comparative analysis of three distinct scenarios. The approach aims to contribute to the development of solutions that reconcile energy efficiency and social justice in community-based energy systems.

KEYWORDS. Distributed generation, Energy justice, Integer linear programming.

Energy Optimization, Linear and Integer Programming, Sustainability and Social Justice

1. Introdução

A transição para matrizes energéticas mais sustentáveis tem estimulado o avanço de arranjos descentralizados de geração, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Essa modalidade permite que consumidores finais também atuem como produtores, contribuindo para a democratização do acesso à energia renovável e à redução da dependência de fontes fósseis. No Brasil, esse movimento tem sido impulsionado por mudanças regulatórias significativas, que consolidaram a viabilidade técnica e jurídica de sistemas coletivos de geração distribuída Ribeiro Morais et al. [2024].

Entretanto, mesmo diante da consolidação legal, diversos desafios operacionais e sociais ainda persistem para que a geração compartilhada atinja seu potencial inclusivo. Como apontado por Lampis et al. [2022], a instalação de sistemas fotovoltaicos ainda se concentra em áreas de maior renda, o que revela uma reprodução das desigualdades socioespaciais no setor energético. Essa constatação remete à necessidade de mecanismos de alocação mais sensíveis às assimetrias sociais, pois a simples divisão proporcional da energia entre os consumidores não assegura justiça distributiva.

A busca por soluções mais equitativas exige abordagens técnicas capazes de representar simultaneamente restrições operacionais e critérios sociais. Nesse contexto, a modelagem matemática por meio da Programação Linear Inteira (PLI) tem se destacado como ferramenta eficaz, especialmente para problemas que envolvem decisões binárias e múltiplas restrições simultâneas Oliveira [2022]. A PLI permite incorporar variáveis como a demanda individual, a prioridade de atendimento e a disponibilidade horária da geração, proporcionando alocações mais eficientes e justas.

Este artigo propõe um modelo de Programação Linear Inteira para otimizar a alocação da energia solar gerada em comunidades com geração compartilhada, visando maximizar o aproveitamento da geração local, reduzir a dependência da rede convencional e assegurar critérios de equidade. O modelo considera 10 unidades consumidoras e 24 períodos diários, com variáveis associadas ao perfil de consumo e fatores socioeconômicos. A formulação é validada por meio de simulações computacionais realizadas em Python, utilizando a biblioteca PuLP, e os resultados são discutidos à luz de casos reais e análises recentes sobre justiça energética no Brasil.

2. Fundamentação Teórica

2.1. Geração Distribuída e Energia Solar Compartilhada no Brasil

A geração distribuída (GD) caracteriza-se pela produção de energia elétrica próxima ou no próprio local de consumo, geralmente por meio de fontes renováveis. No Brasil, esse modelo foi regulamentado pela primeira vez pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as regras para conexão de micro e minigeradores à rede pública de distribuição. Essa normativa representou um marco na descentralização do setor elétrico, ao permitir que consumidores também atuassem como produtores de energia, os chamados “prosumidores”.

Em 2015, a Resolução nº 687 atualizou as diretrizes anteriores, criando novas modalidades de compensação de energia elétrica, incluindo a possibilidade de múltiplas unidades consumidoras utilizarem conjuntamente os créditos gerados por uma mesma instalação. Essa mudança favoreceu a criação de arranjos coletivos, como condomínios solares, cooperativas e consórcios de energia.

Mais recentemente, com a sanção da Lei nº 14.300/2022 — conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída —, houve a consolidação dos direitos e obrigações dos consumidores que optam por sistemas próprios ou compartilhados de geração. Essa legislação definiu parâmetros técnicos, tarifários e prazos de transição, além de institucionalizar a figura da geração compartilhada, o que ampliou a segurança jurídica e o potencial de expansão da GD em todo o país Ribeiro Morais et al. [2024].

A partir desse arcabouço normativo, as comunidades solares passaram a ser viabilizadas juridicamente, possibilitando que grupos de consumidores, inclusive de baixa renda, compartilhem a energia gerada por um único sistema remoto. Essa modalidade vem sendo especialmente relevante para promover inclusão energética em áreas urbanas periféricas e em regiões rurais com baixa densidade de consumo, como discutido por Lampis e Bermann [2022] e Cardoso et al. [2021].

Contudo, apesar dos avanços legais, desafios operacionais e econômicos ainda limitam a difusão da GD em bases comunitárias. Barreiras como o custo inicial de instalação, a dificuldade de organização entre consumidores e a ausência de modelos técnicos consolidados para a gestão da energia compartilhada persistem e requerem soluções que integrem critérios de eficiência e justiça distributiva.

2.2. Justiça Energética e Inclusão Social no Acesso à Energia Solar

A literatura recente tem aprofundado o conceito de justiça energética, relacionando-o à equidade no acesso, à distribuição dos benefícios e à participação na tomada de decisões. Conforme Lampis et al. [2022], a adoção de sistemas de energia solar distribuída em São Paulo reflete desigualdades socioeconômicas marcantes, com concentração das instalações em bairros de alta renda. Esse padrão de exclusão revela que, sem mecanismos de redistribuição e políticas de incentivo, a geração distribuída tende a reproduzir desigualdades históricas.

Nesse contexto, projetos de geração compartilhada surgem como uma alternativa promissora para inclusão energética. Contudo, sua viabilidade depende de estratégias de alocação que considerem, além da demanda técnica, os aspectos sociais das comunidades atendidas. Estudos como o do Instituto Pólis Feitosa et al. [2022] mostram que há demanda popular pela democratização do acesso à energia solar, sobretudo em áreas urbanas periféricas, onde a pobreza energética é mais evidente.

Tais evidências reforçam a necessidade de modelos que integrem variáveis sociais na gestão energética comunitária, superando abordagens puramente mercadológicas. A equidade na distribuição da energia gerada deve ser uma condição fundamental para que a transição energética seja também uma transição justa.

2.3. Modelos de Alocação com Programação Linear Inteira

A aplicação de modelos matemáticos em problemas de gestão energética tem avançado significativamente no Brasil, especialmente em sistemas de microgeração e geração compartilhada. A Programação Linear Inteira (PLI) destaca-se por sua capacidade de lidar com decisões discretas, como o fornecimento ou não de energia a uma unidade em determinado período, respeitando restrições técnicas e prioridades definidas Oliveira [2022].

Modelos recentes aplicados ao planejamento de microrredes e comunidades solares têm utilizado PLI para maximizar o uso de recursos locais e minimizar perdas operacionais. Oliveira [2022] demonstrou, por exemplo, como a formulação de um modelo PLI misto pode dimensionar de forma ótima a estrutura de uma microrrede híbrida, equilibrando custos de investimento com níveis aceitáveis de confiabilidade. Essa abordagem é plenamente adaptável a contextos de geração compartilhada, nos quais a alocação de energia entre consumidores deve considerar múltiplos objetivos.

Além disso, estudos apresentados no Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO) evidenciam o uso de PLI em sistemas híbridos com múltiplos critérios, como minimização de custo e maximização de autossuficiência energética Pires et al. [2022]. A integração desses modelos ao planejamento de comunidades solares permite não apenas ganhos de eficiência, mas também a inserção de critérios sociais, como a priorização de consumidores em situação de vulnerabilidade.

3. Metodologia

3.1. Caracterização do Problema

Este trabalho propõe a formulação de um modelo de Programação Linear Inteira (PLI) para otimizar a alocação de energia solar em comunidades com geração compartilhada, respeitando critérios técnicos e sociais. O objetivo é maximizar o aproveitamento da geração local, reduzir a dependência da rede convencional e promover maior equidade na distribuição entre os consumidores.

Considera-se uma comunidade composta por $N = 10$ unidades consumidoras e um horizonte de planejamento dividido em $T = 24$ períodos diários. A geração fotovoltaica E_t , disponível em cada período t , é limitada pela intermitência solar. Cada unidade possui uma demanda horária estimada $d_{i,t}$ e um coeficiente de prioridade p_i , atribuído com base em critérios socioeconômicos, conforme diretrizes discutidas por Lampis et al. [2022].

O problema é estruturado como uma decisão binária: para cada consumidor i e período t , define-se se a unidade será ou não abastecida com energia solar. O modelo visa encontrar uma alocação que maximize a utilidade ponderada total, representando um compromisso entre eficiência energética e justiça distributiva.

3.2. Formulação Matemática

Parâmetros:

- N : número de unidades consumidoras;
- T : número de períodos considerados;
- E_t : energia solar disponível no período t ;
- $d_{i,t}$: demanda da unidade i no período t ;
- p_i : peso de prioridade da unidade i ;
- D_{min} : demanda mínima acumulada para unidades prioritárias.

Variáveis de decisão:

$x_{i,t} \in \{0, 1\}$, onde $x_{i,t} = 1$ indica que a unidade i será atendida no período t .

Função objetivo:

$$\text{Maximizar } Z = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N p_i \cdot x_{i,t}$$

Restrições:

1. Capacidade de geração por período:

$$\sum_{i=1}^N d_{i,t} \cdot x_{i,t} \leq E_t, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}$$

2. Atendimento mínimo acumulado para unidades prioritárias:

$$\sum_{t=1}^T d_{i,t} \cdot x_{i,t} \geq D_{min}, \quad \forall i \in \text{grupo prioritário}$$

3. Binariedade das variáveis:

$$x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i, \forall t$$

Essa formulação permite representar decisões operacionais com restrições técnicas e ponderações sociais, inspirando-se em abordagens aplicadas por Oliveira [2022] no contexto de microrredes com confiabilidade otimizada.

3.3. Ambiente de Implementação

A implementação do modelo foi realizada na linguagem Python 3.10, utilizando a biblioteca PuLP para formulação do problema de otimização e o solucionador CBC (Coin-or Branch and Cut), amplamente empregado em problemas de Programação Linear Inteira Pires et al. [2022]. O código foi estruturado em quatro blocos principais:

1. Definição dos parâmetros e geração dos dados simulados;
2. Execução dos três cenários propostos;
3. Cálculo de métricas de desempenho;
4. Geração de visualizações gráficas.

As variáveis E_t , $d_{i,t}$ e p_i foram geradas aleatoriamente, dentro de faixas realistas de consumo residencial, tomando como base padrões médios da classe B1 (residencial) em regiões urbanas. A seleção dos pesos p_i seguiu critérios socioeconômicos simulados, agrupando consumidores prioritários com menor capacidade de pagamento ou maior vulnerabilidade.

Os três cenários comparados foram:

- **Cenário 1 – Alocação sequencial:** distribuição direta da energia conforme ordem das unidades, sem otimização.
- **Cenário 2 – PLI sem pesos sociais:** maximização do número total de atendimentos.
- **Cenário 3 – PLI com pesos sociais e meta de atendimento mínimo:** integração dos pesos p_i e da restrição D_{min} para consumidores prioritários.

As métricas extraídas foram: eficiência energética, autossuficiência e equidade distributiva (medida pelo desvio padrão do total de energia recebida por unidade).

4. Resultados e Discussão

4.1. Descrição dos Cenários Simulados

Foram executadas simulações com base em dados sintéticos representativos de uma comunidade com $N = 10$ unidades consumidoras, distribuídas ao longo de $T = 24$ períodos diários. Três cenários foram comparados para avaliar diferentes estratégias de alocação de energia:

- **Cenário 1 – Alocação Sequencial:** a energia solar disponível em cada período é alocada sequencialmente entre os consumidores, obedecendo à ordem numérica das unidades e à disponibilidade energética. Trata-se de uma abordagem simples e sem otimização.
- **Cenário 2 – Programação Linear Inteira sem pesos sociais:** o modelo de PLI busca maximizar o número total de atendimentos, sem considerar a prioridade socioeconômica das unidades consumidoras.
- **Cenário 3 – Programação Linear Inteira com pesos sociais e meta mínima:** este cenário incorpora pesos de prioridade (p_i) na função objetivo e impõe uma restrição adicional de atendimento mínimo acumulado (D_{min}) para consumidores considerados prioritários.

4.2. Indicadores de Desempenho Avaliados

Para analisar o desempenho de cada cenário, foram extraídos os seguintes indicadores:

1. **Eficiência Energética (%)**: relação entre a energia alocada e a energia solar disponível no período.
2. **Autossuficiência (%)**: proporção da demanda total atendida pelas alocações obtidas.
3. **Equidade Distributiva**: medida por meio do desvio padrão da energia total recebida por unidade consumidora, refletindo o grau de desigualdade na distribuição.

Esses indicadores foram calculados a partir da matriz de alocação final de cada cenário, conforme implementado na função `analisar()` do código desenvolvido. A avaliação conjunta desses parâmetros permite examinar tanto a eficiência técnica quanto os efeitos distributivos das soluções obtidas, em consonância com os critérios discutidos por Pires et al. [2022]; Lampis et al. [2022].

4.3. Visualizações Gráficas dos Resultados

Os resultados obtidos foram organizados em dois conjuntos de gráficos. As visualizações foram geradas utilizando a biblioteca `matplotlib` e posteriormente exportadas para o ambiente \LaTeX por meio do pacote `pgfplots`, em conformidade com as boas práticas de reprodutibilidade científica indicadas por Oliveira [2022].

- **Figura 1 – Energia Recebida por Unidade**: compara, por meio de linhas, o volume total de energia alocada a cada uma das 10 unidades nos três cenários simulados.
- **Figura 2 – Indicadores Comparativos**: gráfico de barras que apresenta os valores de eficiência, autossuficiência e equidade para cada cenário, permitindo uma análise global de desempenho.

4.4. Discussão dos Resultados

A análise dos cenários simulados revela diferenças importantes entre as estratégias de alocação de energia no que se refere à eficiência técnica, à cobertura das demandas e à justiça distributiva entre as unidades consumidoras.

O **Cenário 1**, baseado em alocação sequencial sem otimização, apresentou a maior eficiência energética (96,38%) e desempenho intermediário em termos de autossuficiência (47,80%). No entanto, foi o que gerou maior desigualdade na distribuição da energia, evidenciada por um desvio padrão de 22,62 na energia total recebida por unidade. Isso se deve ao fato de que a ordem fixa de atendimento favorece consumidores com menor demanda situados nas primeiras posições, o que compromete a equidade.

O **Cenário 2**, estruturado por meio de Programação Linear Inteira (PLI) sem ponderação social, teve a menor eficiência entre os três (91,45%) e a menor autossuficiência (45,35%). Em contrapartida, obteve o melhor resultado em termos de equidade, com o menor desvio padrão (7,01), indicando uma distribuição mais balanceada entre as unidades. Isso demonstra que mesmo sem considerar critérios sociais explícitos, a otimização técnica com função objetivo centrada no número de atendimentos pode contribuir para uma alocação mais homogênea.

O **Cenário 3**, por sua vez, combinou a PLI com pesos de prioridade socioeconômica e exigência de atendimento mínimo acumulado para unidades prioritárias, alcançou o melhor desempenho global: obteve a maior eficiência (96,71%), a maior autossuficiência (47,96%) e desempenho intermediário em termos de equidade (desvio padrão de 18,08). Apesar de não atingir o mesmo nível

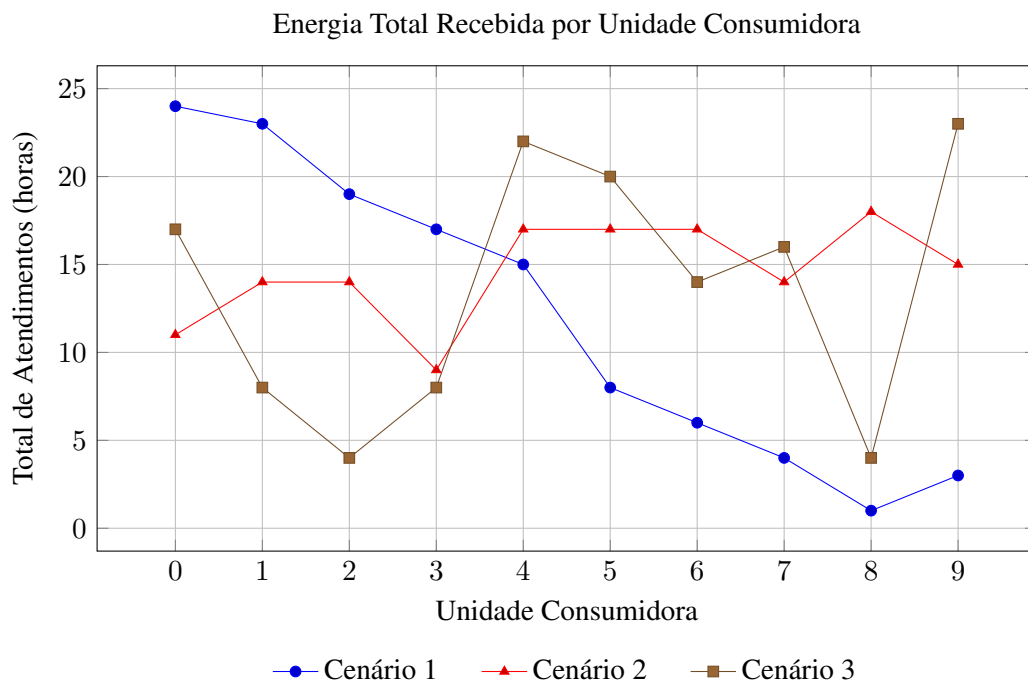


Figura 1: Comparação da energia total recebida por unidade nos três cenários

de igualdade distributiva do Cenário 2, o modelo garantiu o atendimento prioritário a consumidores vulneráveis, conciliando justiça distributiva e alta performance energética.

Esses resultados demonstram que é possível integrar critérios sociais à otimização energética com ganhos relevantes em inclusão e desempenho. A Programação Linear Inteira mostrou-se eficaz para acomodar múltiplos objetivos, atendendo tanto à eficiência técnica quanto à justiça energética, conforme discutido por Lampis et al. [2022] e Pires et al. [2022]. O modelo proposto se mostra promissor para apoiar decisões em projetos de comunidades solares no contexto brasileiro, especialmente quando associados a políticas públicas voltadas à redução das desigualdades no acesso à energia.

5. Ameaças ao Experimento

Embora os resultados obtidos com o modelo de Programação Linear Inteira (PLI) tenham sido satisfatórios no contexto simulado, é importante reconhecer as limitações e ameaças à validade do experimento, que podem influenciar a generalização dos achados e sua aplicação prática em comunidades reais.

5.1. Dados simulados e ausência de variabilidade real

Os dados utilizados para representar a geração solar horária e os perfis de consumo das unidades consumidoras foram gerados artificialmente, ainda que baseados em padrões médios realistas. Essa abordagem, embora útil para análise preliminar, não captura a variabilidade observada em medições reais, como flutuações meteorológicas, comportamentos de consumo imprevisíveis ou eventos sazonais. A ausência de dados empíricos limita a validação do modelo em condições operacionais mais complexas.

5.2. Horizonte temporal restrito

O modelo foi testado considerando um único dia dividido em 24 períodos horários. Esse horizonte restrito não contempla efeitos acumulativos ou estratégicos ao longo de dias ou semanas,

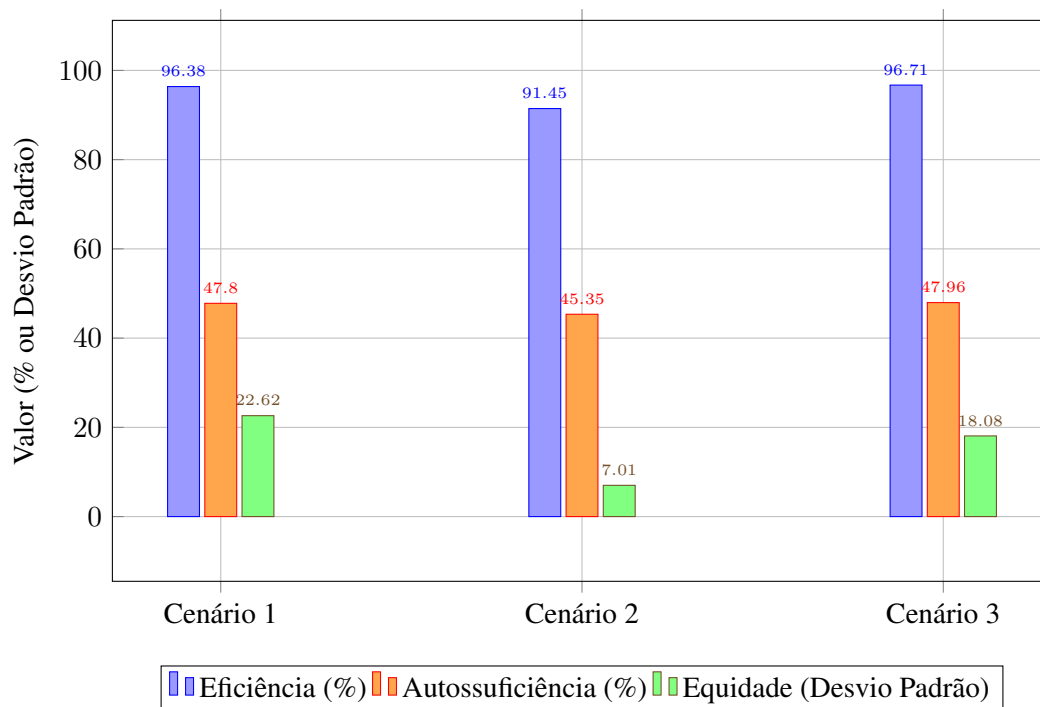


Figura 2: Comparação de Eficiência, Autossuficiência e Equidade entre os três cenários

como aqueles provocados por armazenamento de energia, variações climáticas ou ajustes comportamentais dos usuários. A ampliação para horizontes maiores demandaria reformulações no modelo e maior capacidade computacional.

5.3. Simplicidade das prioridades sociais

Os coeficientes de prioridade utilizados na função objetivo foram atribuídos de forma aleatória e estática, não representando com precisão a complexidade dos fatores sociais envolvidos em projetos reais. Aspectos como renda, número de moradores, presença de equipamentos médicos, entre outros, não foram incorporados ao modelo de maneira robusta. Além disso, não houve participação dos usuários na definição dos critérios de prioridade, o que pode comprometer a legitimidade da distribuição em contextos comunitários.

5.4. Ausência de custos e tarifas

O modelo não considerou os custos associados à instalação, operação e manutenção do sistema fotovoltaico, nem as tarifas aplicadas à energia excedente ou complementar da rede convencional. Tais fatores econômicos podem afetar significativamente a viabilidade dos arranjos de geração compartilhada, especialmente em comunidades de baixa renda. Uma abordagem mais abrangente exigiria a introdução de componentes econômicos e tarifários na modelagem.

5.5. Ambiente computacional controlado

Todas as simulações foram conduzidas em ambiente computacional estático, com recursos computacionais fixos, sem restrições de tempo ou resposta em tempo real. A aplicação prática do modelo exigiria mecanismos de monitoramento, coleta de dados contínua e tomada de decisão dinâmica, o que implica desafios adicionais para sua implementação técnica em comunidades reais.

5.6. Generalização limitada

Por fim, os resultados obtidos, embora indicativos do potencial do modelo, são limitados ao conjunto de parâmetros escolhidos (10 unidades, 24 períodos, pesos discretos). Mudanças estruturais, como aumento da escala, presença de baterias, participação ativa dos usuários ou diferentes configurações tarifárias, podem alterar o desempenho e as conclusões do modelo.

O reconhecimento dessas ameaças orienta futuras etapas da pesquisa, com vistas à robustez, aplicabilidade e responsabilidade científica na proposição de soluções para a justiça energética.

6. Oportunidades Futuras

Os resultados obtidos neste estudo demonstram o potencial da Programação Linear Inteira (PLI) como ferramenta para promover a alocação eficiente e socialmente justa de energia em comunidades com geração compartilhada. A partir desse modelo-base, abrem-se diversas oportunidades para aprofundamentos metodológicos, aplicações práticas e contribuições interdisciplinares que podem beneficiar políticas públicas e projetos cooperativos no setor energético brasileiro.

Do ponto de vista técnico, uma das principais extensões possíveis envolve a inclusão de *módulos de armazenamento*, como baterias, à formulação atual. A modelagem da gestão energética com variáveis de estoque permitiria uma flexibilização da alocação ao longo do tempo, ampliando a autossuficiência da comunidade e reduzindo perdas por excedentes não consumidos. Modelos de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) ou programação estocástica são caminhos viáveis para esse aprimoramento, como apontado por Oliveira [2022].

Outra linha promissora é a adaptação do modelo para múltiplos dias, com dados reais de geração solar e perfis horários de consumo extraídos de medições em campo ou bases públicas, como o CRESESB e a EPE. Essa abordagem permitiria avaliar o desempenho do modelo em diferentes sazonalidades e condições operacionais, ampliando sua aplicabilidade.

No plano social, há oportunidade de integrar *mecanismos participativos de decisão*, nos quais os próprios membros da comunidade possam definir critérios de prioridade, limites de consumo ou regras de redistribuição. Tais abordagens, baseadas em governança cooperativa, podem ser formalizadas por meio de pesos ajustáveis ou funções objetivo compostas, ampliando a legitimidade do modelo e reforçando o alinhamento com os princípios de justiça energética discutidos por Lampis et al. [2022].

Por fim, há perspectivas de desenvolvimento computacional. O modelo pode ser incorporado a interfaces amigáveis, como *dashboards* interativos ou plataformas baseadas em Gradio ou Streamlit, permitindo que comunidades ou agentes públicos possam simular diferentes cenários e tomar decisões fundamentadas em dados. Essa integração tecnológica facilita a transferência de conhecimento acadêmico para aplicações práticas e políticas públicas.

Nesse sentido, futuras pesquisas poderão explorar o uso de técnicas de aprendizado de máquina combinadas à otimização, de modo a prever padrões de consumo e sugerir estratégias adaptativas de alocação em tempo real. A combinação entre dados, equidade e computação aplicada constitui um campo emergente e fértil para inovação no setor energético com impacto social.

7. Conclusão

O presente estudo propôs e avaliou um modelo de Programação Linear Inteira (PLI) para a alocação ótima de energia solar em comunidades com geração compartilhada. A formulação considerou aspectos técnicos, como a limitação da geração e as demandas horárias, e critérios sociais, representados por pesos de prioridade associados ao perfil socioeconômico dos consumidores.

A aplicação do modelo a três cenários distintos permitiu comparar abordagens tradicionais de alocação sequencial e técnicas de otimização com e sem critérios de justiça distributiva. Os resultados demonstraram que, embora a simples maximização do número de atendimentos proporcione maior eficiência, ela tende a reproduzir desigualdades, sobretudo em contextos de heterogeneidade

social. Por outro lado, a incorporação de restrições de atendimento mínimo e ponderações por prioridade resultou em uma distribuição mais equitativa, com pequena perda de eficiência.

Tais achados reforçam a importância de se considerar a justiça energética como princípio norteador do planejamento de sistemas comunitários de geração distribuída, especialmente em países como o Brasil, onde persistem desigualdades no acesso à energia e nas condições de consumo. Conforme argumentado por Lampis et al. (2022) e confirmado por simulações computacionais neste trabalho, mecanismos puramente mercadológicos são insuficientes para assegurar a universalização do acesso à energia limpa.

A modelagem baseada em PLI, conforme demonstrado por Oliveira (2022) e Pires et al. (2022), mostrou-se adequada para integrar objetivos múltiplos e atender às especificidades operacionais e sociais das comunidades energéticas. A flexibilidade do modelo permite sua adaptação a diferentes realidades, escalas e prioridades, o que o torna uma ferramenta promissora para subsidiar políticas públicas e decisões comunitárias sobre a gestão da energia compartilhada.

Como perspectivas futuras, propõe-se o uso de dados reais de consumo e geração para validação empírica do modelo, bem como a expansão do escopo para incluir aspectos como armazenamento de energia, tarifação dinâmica e participação ativa dos membros da comunidade na definição dos critérios de alocação. Além disso, sugere-se a adoção de técnicas de otimização multiobjetivo para lidar com trade-offs mais complexos entre sustentabilidade, custo e equidade.

Em síntese, o modelo desenvolvido neste trabalho constitui uma contribuição relevante para o campo da justiça energética e da gestão otimizada de recursos renováveis em escala comunitária, oferecendo subsídios metodológicos e aplicáveis para o enfrentamento das desigualdades no acesso à energia solar compartilhada.

Referências

- Cardoso, D. S., Locatelli, P. S., Ramalho, W., e Asgary, N. (2021). Distributed generation of photovoltaic solar energy: Impacts of anel's new regulation proposal on investment attractiveness. *Revista de Administração da UFSM*, 14(2):423–442. URL <https://periodicos.ufsm.br/reaufsm/article/view/61993>.
- Feitosa, M., Nisida, V., Cavalcante, L., Savaget, T., e Leite, C. (2022). *Justiça energética nas cidades brasileiras: o que se reivindica?*, volume 1 of *Justiça Energética*. Instituto Pólis, São Paulo. ISBN 978-85-7561-095-4. URL <https://polis.org.br/publicacoes/justica-energetica-nas-cidades-brasileiras-o-que-se-reivindica/>. Publicado com apoio do Instituto Clima e Sociedade e Pão para o Mundo.
- Lampis, A., Benites Lazaro, L. L., Schirmer Soares, R., Neiva, S., e Bermann, C. (2022). *Justiça energética e geração distribuída fotovoltaica em São Paulo*, p. 353–377. Editora RIMA, São Carlos. ISBN 978-65-84811-08-9.
- Lampis, A. e Bermann, C. (2022). Narrativas de política pública e governança da energia distribuída no Brasil. *Ambiente & Sociedade*, 25. URL <https://doi.org/10.1590/1809-4422asoc20200113r2vu2022L1AO>.
- Oliveira, L. G. L. (2022). Modelo matemático para o dimensionamento ótimo de uma microrrede para suprir a demanda de serviços auxiliares de subestações em períodos de falhas. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, SP. URL <https://repositorio.unesp.br/entities/publication/c8d53973-b297-495a-9d5e-f09cffe85c9a>. Orientador: Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero.

Pires, A. L., Silva, J., Junior, P., Rocha, L., Peruchi, R., e Medeiros, T. (2022). Otimização multiobjetivo da geração distribuída híbrida residencial com uso de baterias. In *Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO)*.

Ribeiro Moraes, P. R., Souza Júnior, C. M. d., Lobão, J. B. S., e Lentini, C. A. D. (2024). The role of the state in diversifying and expanding the brazilian energy matrix: An analysis of legislation. *Sociedade Natureza*, 36(1). URL <https://seer.ufu.br/index.php/sociedadennatureza/article/view/70415>.