



UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO - UFOP
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO



GABRIELA BOWEN TONELLI REIS

**PLANEJAMENTO ENERGÉTICO INTEGRADO EM UMA REDE DE
ACADEMIA DE GINÁSTICAS POR MEIO DE CENÁRIOS ENERGÉTICOS**

OURO PRETO - MG
2026

Gabriela Bowen Tonelli Reis

**PLANEJAMENTO ENERGÉTICO INTEGRADO EM UMA REDE DE
ACADEMIAS DE GINÁSTICA POR MEIO DE CENÁRIOS ENERGÉTICOS**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientador: Profº Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

**OURO PRETO – MG
2026**



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO,
ADMINISTRAÇÃO E ECON



FOLHA DE APROVAÇÃO

GABRIELA BOWEN TONELLI REIS

**PLANEJAMENTO ENERGÉTICO INTEGRADO EM UMA REDE DE
ACADEMIA DE GINÁSTICAS POR MEIO DE CENÁRIOS ENERGÉTICOS**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira de Produção

Aprovada em 29 de Julho de 2026

Membros da banca

DSc - Gustavo Nikolaus Pinto de Moura - Orientador(a) Universidade Federal de Ouro Preto
DSc - Bruna de Fátima Pedrosa Guedes Flausino - Universidade Federal de Ouro Preto
DSc - Vanessa Criscuolo Parreiras de Oliveira - Universidade Federal de Ouro Preto

Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 24/08/2026



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/08/2026, às 18:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1173839** e o código CRC **7AD6B232**.

Aos meus pais, Luiz e Èlida, e ao P.L., que estiveram ao meu lado nos momentos mais desafiadores e me ensinaram o verdadeiro significado da resiliência.

AGRADECIMENTO

Agradeço, antes de tudo, a Deus, que sempre esteve comigo e nunca me desamparou. Mostrou-me os caminhos que eu precisava percorrer e me sustentou mesmo quando eu acreditava não ser possível seguir.

À minha família, que contribuiu desde o início para que esta graduação se tornasse realidade e sempre me incentivou a ser uma pessoa melhor. Foi um prazer estudar na mesma universidade que vocês e continuar essa história.

Ao meu amor, P.L., que me apoiou com cuidado, carinho e sabedoria. Você foi fundamental para que eu concluísse esta jornada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Gustavo Nikolaus, pela solicitude e pelo apoio em todas as dúvidas e etapas. Ensinou-me muito e me deu a confiança necessária para desenvolver uma monografia sobre um tema que eu antes não dominava. Foi nas suas aulas e nos seus ensinamentos que despertei o interesse por este assunto, hoje fundamental na minha jornada acadêmica.

RESUMO

A adoção de fontes renováveis por empresas de múltiplas unidades tem aproximado essas redes do planejamento energético integrado como forma de reduzir custos e emissões. Este trabalho teve como objetivo avaliar diferentes possibilidades de suprimento energético para uma rede de academias de ginástica em expansão, comparando o atendimento pela concessionária com alternativas de geração solar própria. A revisão bibliográfica abordou a geração distribuída, o marco regulatório da Lei nº 14.300/2022 e o conceito de planejamento energético integrado. A metodologia consistiu na construção da curva de carga de uma unidade representativa, a partir de sua conta de energia, e na modelagem de quatro cenários no software HOMER Pro ao longo de um horizonte de vinte anos. Os cenários compreenderam o suprimento integral pela rede, a geração fotovoltaica no telhado com aquecimento solar, e a implantação de uma fazenda solar centralizada com chuveiros elétricos ou com aquecimento solar. Os resultados indicaram que as alternativas de geração própria reduzem o custo por kWh, de R\$ 1,30 na tarifa de referência para a faixa de R\$ 0,167 a R\$ 0,206, além de reduzirem as emissões de dióxido de carbono em até 63% por unidade. Conclui-se que a geração solar, seja distribuída ou centralizada, apresenta vantagens técnico-econômicas e ambientais sobre a dependência integral da rede. Recomendou-se o cenário que combina fazenda solar e aquecimento solar de água, por reunir o melhor conjunto de indicadores. A escolha final dependerá da disponibilidade de capital, da estrutura de gestão, da prioridade ambiental e da infraestrutura de transmissão existente.

Palavras chaves: Planejamento Energético Integrado; Energia Solar Fotovoltaica; Geração Distribuída; Cenários Energéticos.

ABSTRACT

The growing adoption of renewable sources by multi-unit companies has made integrated energy planning a strategic tool for reducing costs and emissions. This work aimed to evaluate different energy supply strategies for an expanding network of fitness gyms, comparing grid supply with self-generated solar alternatives. The literature review addressed distributed generation, the regulatory framework of Law No. 14.300/2022, and the concept of integrated energy planning. The methodology consisted of building the load curve of a representative unit from its energy bill and modeling four scenarios in the HOMER Pro software over a twenty-year horizon. The scenarios comprised full grid supply, rooftop photovoltaic generation with solar water heating, and the deployment of a centralized solar farm with either electric showers or solar water heating. The results indicated that self-generation alternatives reduce the levelized cost of energy from R\$ 1.30 per kWh, in the reference scenario, to a range of R\$ 0.167 to R\$ 0.206 per kWh, while also reducing carbon dioxide emissions by up to 63% per unit. It is concluded that solar generation, whether distributed or centralized, offers significant techno-economic and environmental advantages over full grid dependence. The choice of the ideal configuration, however, will depend on capital availability, management structure, environmental priorities, and the existing transmission infrastructure.

Keywords: Integrated Energy Planning. Photovoltaic Solar Energy. Distributed Generation, Energy Scenarios.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de carga típica de uma academia de ginástica.....	28
Figura 2 – Mapa de irradiação solar direta normal diária no Brasil.....	31
Figura 3 – Estágios de participação do consumidor na geração distribuída.....	33
Figura 4 – Curva de carga do Cenário 1	41
Figura 5 – Curva de carga do Cenário 2	43
Figura 6 – Premissas adotadas na modelagem dos cenários	44
Figura 7 – Resultados da simulação do Cenário 1.....	51
Figura 8 – Resultados da simulação do Cenário 2.....	52
Figura 9 – Resultados da simulação do Cenário 3.....	57
Figura 10 – Resultados da simulação do Cenário 4.....	58
Figura 11 – Custo de abatimento de CO ₂ por cenário	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cronograma de transição do Fio B (Lei nº 14.300/2022).....	34
Tabela 2 – Levantamento de cargas e potência instalada da unidade	39
Tabela 3 – Comparativo técnico-econômico de resultados HOMER Pro	59
Tabela 4 – Comparativo de indicadores ambientais por cenário.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BoS	Balance of System (componentes complementares do sistema fotovoltaico)
CAPEX	Capital Expenditure (despesas de capital)
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COE	Cost of Energy (custo da energia)
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EMUC	Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESG	Environmental, Social and Governance (ambiental, social e governança)
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energia Renovável)
LCOE	Levelized Cost of Energy (custo nivelado de energia)
LED	Light Emitting Diode (diodo emissor de luz)
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NBR	Norma Brasileira
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NPC	Net Present Cost (custo presente líquido)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
ONU	Organização das Nações Unidas
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PIS	Programa de Integração Social
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
SAM	System Advisor Model
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Contextualização.....	13
1.2	Formulação do Problema.....	15
1.3	Justificativa.....	16
1.4	Objetivos.....	17
1.4.1	Objetivo Geral.....	17
1.4.2	Objetivos Específicos.....	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	METODOLOGIA.....	20
2.1	Classificação da Pesquisa.....	20
2.2	Contexto Geográfico e Potencial Fotovoltaico de Minas Gerais.....	20
2.3	Etapas Metodológicas.....	21
2.4	Simulação Computacional Aplicada no Modelo Energético HOMER Pro....	22
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
3.1	Mudanças Climáticas e Emissões do Setor Elétrico.....	24
3.2	Matriz Energética Brasileira e o Papel da Geração distribuída.....	25
3.3	O Setor de Academias de Ginástica e Seu Perfil de Consumo Energético	26
3.4	Eficiência Energética e Sustentabilidade em Edificações Comerciais.....	29
3.5	Energia Solar Fotovoltaica.....	30
3.6	Fazendas Solares e Geração Centralizada.....	31
3.7	Marco regulatório: Lei nº 14.300/2022 e Autoconsumo Remoto Múltiplo....	34
4	ESTUDO DE CASO.....	36
4.1	Caracterização da Rede de Academias.....	36
4.2	Caracterização da Unidade Analisada.....	37
4.3	Curva de Carga.....	39
4.4	Premissas.....	43
4.4.1	Situação Atual da Unidade.....	45
4.4.2	Tarifas de Energia Elétrica.....	45
4.4.3	Custos de investimento.....	47
4.4.4	Cronograma do Fio B (Lei nº 14.300/2022).....	47
4.4.5	Parâmetros Ambientais.....	48
4.5	Configurações do <i>Software</i> HOMER Pro.....	49
4.6	Cenário 1.....	51
4.7	Cenário 2.....	52

4.8	Fazenda Solar.....	53
4.8.1	Localização e Recurso Solar da Fazenda.....	53
4.8.2	Extrapolação da Filial Analisada para a Rede de Academias.....	54
4.8.3	Dimensionamento, Custos e Área da Fazenda	56
4.9	Cenário 3.....	57
4.10	Cenário 4.....	58
4.11	Comparativo Entre os Cenários	59
5	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	62
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O Brasil apresenta uma posição incomum no contexto internacional devido à alta participação de fontes limpas em seu suprimento de eletricidade, registrando, em 2024, um índice de 88,0% de renovabilidade na sua oferta interna de energia elétrica (OIEE). A hidroeletricidade responde por 56,8% da oferta total do país, permanecendo a principal fonte da matriz (EPE, 2025).

Contudo, essa dependência torna a matriz vulnerável a variações climáticas e regimes hidrológicos, conforme destaca Gutierrez (2025). De acordo com a autora, essa vulnerabilidade hídrica exige o acionamento frequente de usinas termelétricas fósseis em períodos de seca, o que eleva os custos operativos e as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) do setor. Esse quadro contrasta com o global, em que a energia ainda depende majoritariamente de combustíveis fósseis

Essa dependência global excessiva dos combustíveis fósseis, em especial petróleo, carvão e gás natural, é amplamente reconhecida como insustentável a longo prazo (IPCC, 2023). A queima desses recursos para o suprimento de energia é a principal força motriz por trás da emergência climática, uma vez que o ritmo atual de consumo implicará tanto a exaustão física desses recursos quanto a inviabilidade econômica de seu uso devido ao aumento de preços (EPE, 2005; BLOK; NIEUWLAAR, 2016).

Esse modelo de consumo intensivo tem provocado impactos nas mais diversas áreas, incluindo o aquecimento global, o aumento do nível do mar e perda de biodiversidade (BAJAY *et al.*, 2018). Além da crise climática, a finitude dessas fontes gera vulnerabilidade geopolítica e o risco de exaustão econômica das reservas de petróleo e gás natural nas próximas décadas, uma vez que o ritmo de consumo atual supera a capacidade de reposição natural desses recursos, que levam milhares de anos para se formar (GUTIERREZ, 2025).

Completam essa matriz a biomassa, que totalizou 8,1% da oferta interna de energia elétrica em 2024 (composta principalmente por bagaço de cana, licor preto e demais fontes bioenergéticas), a energia eólica, responsável por 14,1%, e a energia solar fotovoltaica, com 9,3% (EPE, 2025). A predominância da geração hidráulica também torna os consumidores reféns de tarifas inconstantes causadas por fatores climáticos, que

podem elevar o valor do kWh em períodos de baixa hidrologia. Esse cenário tem motivado a expansão acelerada de outras fontes renováveis, em especial a eólica e a solar fotovoltaica, capazes de complementar a geração hídrica e reduzir a dependência climática do sistema.

Entretanto, essa expansão, sobretudo da geração distribuída solar, não é isenta de desafios técnicos e econômicos para o sistema interligado. Sob a ótica técnica, a inserção massiva de microgeradores em redes de baixa tensão, originalmente projetadas para fluxos unidirecionais, altera o comportamento operativo para um fluxo bidirecional de energia, fenômeno conhecido como fluxo reverso, que pode causar sobretensões nos pontos de conexão e exigir atuações mais frequentes dos dispositivos de controle da rede, reduzindo sua vida útil (BAJAY *et al.*, 2018; TOLMASQUIM, 2016).

Do ponto de vista econômico, discute-se a existência de um subsídio cruzado, no qual consumidores sem geração própria arcam com parte dos custos de manutenção da infraestrutura de rede utilizada pelos geradores distribuídos para injetar seus excedentes, o que pode pressionar as tarifas dos demais usuários do sistema (BAJAY *et al.*, 2018). Essa preocupação constitui a motivação central da transição tarifária do Fio B instituída pela Lei nº 14.300/2022. Em contrapartida, a geração distribuída também oferece benefícios sistêmicos relevantes, como o alívio do carregamento dos circuitos em horários de pico, a redução de perdas técnicas e a possibilidade de postergar investimentos em expansão da transmissão e em novas usinas centralizadas (EPE, 2005; BAJAY *et al.*, 2018). Dessa forma, embora a geração distribuída diversifique a matriz e reduza a dependência hídrica, sua expansão exige planejamento regulatório cuidadoso para preservar a estabilidade técnica e a equidade tarifária do sistema elétrico nacional.

Essa expansão concentra-se na micro e minigeração distribuída (MMGD). Impulsionada por marcos regulatórios como a Lei nº 14.300/2022, a modalidade alcançou 36,2 GW de potência instalada ao final de 2024 (EPE, 2025). São mais de 3,1 milhões de sistemas, que atendem cerca de 4,7 milhões de unidades consumidoras (ANEEL, 2025). A fonte solar fotovoltaica domina o segmento: responde por 35,9 GW dessa capacidade, mais de 99% da geração distribuída no país (EPE, 2025).

O avanço da geração distribuída ocorre sob um marco regulatório recente, consolidado pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que define formalmente as modalidades de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica e estabelece

um cronograma de transição tarifária para o Fio B aplicável aos sistemas conectados a partir de 2023 (BRASIL, 2022).

No setor comercial brasileiro, o planejamento energético é uma ferramenta estratégica de competitividade (SEBRAE, 2021). O segmento responde por 17,1% do consumo final de eletricidade no país (EPE, 2025), setor em que a rede de academias analisada neste trabalho se enquadra. Usar a energia de modo eficiente e adotar fontes alternativas reduz custos operacionais e evita desperdícios.

Entre 2020 e 2022, o mercado de bem-estar no Brasil movimentou aproximadamente US\$ 96 bilhões (PALÁCIO, 2025). Esse valor é particularmente relevante para o setor de academias de ginástica, que encerrou 2025 com aproximadamente 62,7 mil estabelecimentos ativos no Brasil e movimenta atualmente mais de R\$ 20 bilhões por ano (FITNESS BRASIL, 2025). Academias são estabelecimentos intensivos em energia, com cargas dominantes em climatização, iluminação, equipamentos cardiovasculares e chuveiros elétricos, sendo o custo da energia reconhecido como um dos fatores determinantes da saúde financeira do negócio (SEBRAE, 2021).

Dada a complexidade das variáveis envolvidas, como a intermitência das fontes renováveis e a diversidade das estruturas tarifárias aplicadas, o uso de ferramentas de simulação e modelagem é necessário para apoiar a decisão sob incerteza. A análise prospectiva de cenários permite identificar oportunidades de viabilidade técnica e econômica para diferentes arranjos de suprimento energético, comparando alternativas de geração distribuída e centralizada sob as regras vigentes de compensação.

1.2 Formulação do Problema

A decisão sobre como organizar o suprimento elétrico de uma rede comercial em expansão envolve *trade-offs* relevantes entre custo operacional, segurança regulatória, complexidade operacional e impacto ambiental. No caso de uma rede de academias de ginástica com múltiplas unidades distribuídas sob a área de concessão de uma mesma distribuidora, o suprimento elétrico admite diferentes arranjos tecnicamente viáveis: do fornecimento terceirizado por geração distribuída e do atendimento integral pela tarifa

cativa da concessionária à geração solar local em cada unidade ou à geração centralizada própria da rede.

Cada um desses arranjos apresenta perfis distintos de custo presente líquido, simplicidade operacional, emissões evitadas e exposição à vulnerabilidade perante mudanças tarifárias das concessionárias. Em particular, a comparação entre o modelo terceirizado vigente e o desenvolvimento de uma fazenda solar centralizada própria permite quantificar a margem deixada hoje na cadeia intermediária e avaliar os ganhos potenciais da verticalização da geração no longo prazo em termos ambientais, econômicos, sociais e estratégicos.

Neste contexto, o trabalho busca responder à seguinte questão:

A verticalização da geração distribuída, por meio de uma fazenda solar centralizada própria, apresenta vantagens técnico-econômicas e ambientais sobre o modelo de geração distribuída terceirizada atualmente adotado por uma rede de academias em fase de expansão, no contexto da transição regulatória estabelecida pela Lei nº 14.300/2022?

A resposta a essa pergunta exige o levantamento detalhado do perfil de consumo de uma unidade da rede e a modelagem dos quatro cenários no modelo energético HOMER Pro ao longo de um horizonte de vinte anos, avaliando os indicadores técnico-econômicos e ambientais que governam a viabilidade dos arranjos comparados.

1.3 Justificativa

A justificativa deste trabalho se estrutura em quatro dimensões: econômica, ambiental, regulatória, e acadêmica, que serão melhor explicadas a seguir.

Do ponto de vista econômico, redes de academias em expansão enfrentam o desafio de manter custos operacionais competitivos diante do crescimento do parque instalado. A rede estudada, atualmente com aproximadamente 60 unidades em operação e plano de expansão para superar 80 unidades ainda em 2026, opera sob regime de geração distribuída terceirizada por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, sem dispor de capacidade de geração própria. A avaliação de configurações alternativas, em que parte do consumo passa a ser atendida por geração própria (microgeração local ou geração centralizada por meio de fazenda solar) combinada, em

proporção otimizada pelo *software* HOMER Pro, ao suprimento complementar proveniente da rede, permite atenuar a vulnerabilidade perante flutuações tarifárias e redirecionar gastos antes destinados a um serviço terceirizado para investimentos próprios da rede.

Do ponto de vista ambiental, a geração solar própria em escala de rede multiplica o potencial de redução das emissões de dióxido de carbono associadas ao consumo elétrico. As emissões evitadas passam a ser um indicador relevante, em um contexto em que os critérios ESG vêm se consolidando como pilar de gestão no setor fitness, no qual a eficiência energética e as fontes renováveis são a principal porta de entrada para essa agenda (FITNESS BRASIL, 2025).

Com o marco da Lei nº 14.300/2022, o regime de compensação da energia gerada por consumidores com geração distribuída foi alterado, com a introdução da cobrança progressiva do Fio B sobre a energia compensada, detalhada na seção 3.7. Essa transição regulatória torna a escolha do arranjo de suprimento energético uma decisão relevante para os negócios que pretendem investir em geração distribuída

Do ponto de vista acadêmico, os estudos consultados sobre planejamento energético em academias de ginástica concentram-se em unidades isoladas e tratam predominantemente da substituição tecnológica em uma única unidade consumidora (MAGALHÃES *et al.*, 2020; NOGIRI, 2018). Aplicar a modalidade de autoconsumo remoto múltiplo a uma rede comercial com propriedade societária comum, previsto pela Lei nº 14.300/2022, mas pouco explorado em trabalhos aplicados constitui o estudo deste trabalho.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

Elaborar cenários energéticos para uma rede de academias de ginástica, e identificar estratégias de suprimento de longo prazo considerando o contexto regulatório brasileiro.

1.4.2 Objetivos Específicos

São objetivos específicos do trabalho:

a) caracterizar o perfil de consumo energético de uma unidade da rede objeto deste estudo a partir do inventário detalhado dos equipamentos, da análise da fatura CEMIG e da construção de uma curva de carga calibrada iterativamente contra o consumo médio mensal registrado em fatura;

(b) modelar e simular, no *software* HOMER Pro, os quatro cenários de suprimento energético definidos na metodologia (o cenário de referência de suprimento integral pela tarifa cativa e as três alternativas de geração solar), tratando-se a configuração atual de geração distribuída terceirizada como situação real de referência para a comparação econômica, e não como cenário simulado;

(c) comparar os cenários quanto aos indicadores de custo presente líquido (NPC, do inglês *Net Present Cost*), custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*), fração renovável, emissões evitadas de dióxido de carbono e custo de abatimento de carbono, ao longo do horizonte de projeto considerado;

(d) detalhar o dimensionamento da fazenda solar centralizada, contemplando a seleção da localização dentro da área de concessão da distribuidora, a estimativa da área de terreno necessária, as despesas de capital de referência (CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*) e o enquadramento regulatório na modalidade de minigeração distribuída;

(e) formular recomendações práticas para a rede de academias quanto à estratégia de suprimento energético mais vantajosa, considerando o equilíbrio entre custo, impacto ambiental e conformidade regulatória.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução, contextualizando o tema, justificando a relevância do estudo, formulando o problema de pesquisa, definindo os objetivos geral e específicos e descrevendo a estrutura geral do documento. O Capítulo 2 detalha a metodologia adotada, incluindo a classificação da pesquisa, as etapas metodológicas, a construção da curva de carga, a

modelagem dos cenários no *software* HOMER Pro e os parâmetros regulatórios, econômicos e tarifários considerados.

O Capítulo 3 desenvolve a revisão bibliográfica, abordando as mudanças climáticas e o papel do setor elétrico, a matriz energética brasileira e o avanço da geração distribuída. É abordado também o setor de academias de ginástica e seu perfil de consumo. Além disso, o capítulo comenta sobre a eficiência energética em edificações comerciais, os fundamentos da energia solar fotovoltaica, o conceito de fazendas solares e geração centralizada, e o marco regulatório brasileiro da micro e minigeração distribuída, com ênfase na Lei nº 14.300/2022 e na modalidade de autoconsumo remoto múltiplo.

O Capítulo 4 é o estudo de caso, e caracteriza a rede de academias e a unidade analisada em Ouro Preto, apresentando o inventário de equipamentos, o perfil de consumo observado e o diagnóstico da geração distribuída atualmente contratada. Ele apresenta também os resultados das simulações para os quatro cenários e conduz a análise comparativa entre eles. O Capítulo 5 sintetiza as conclusões, discute as limitações da pesquisa e formula recomendações práticas para a rede e sugestões de trabalhos futuros.

2 METODOLOGIA

2.1 Classificação da Pesquisa

A natureza dessa pesquisa se classifica como aplicada, por gerar conhecimento voltado à solução de um problema concreto (SILVA; MENEZES, 2005), a avaliação de arranjos de suprimento elétrico para uma rede de academias em expansão. Quanto à abordagem, conforme Gerhardt e Silveira (2009), ela é predominantemente quantitativa, uma vez que se apoia na simulação computacional de cenários energéticos e na análise de indicadores técnico-econômicos e ambientais, ainda que incorpore elementos qualitativos na interpretação dos resultados e do contexto regulatório.

Quanto aos objetivos, caracteriza-se como exploratória e descritiva, pois busca compreender e descrever o comportamento de diferentes configurações de geração de energia aplicadas a um caso real. Quanto aos procedimentos técnicos, constitui-se como um estudo de caso, apoiado em pesquisa bibliográfica e documental, tendo como objeto empírico uma unidade representativa de uma rede de academias localizada em Minas Gerais, cujos dados de consumo fundamentam a construção da curva de carga e a simulação dos cenários no HOMER Pro.

2.2 Contexto Geográfico e Potencial Fotovoltaico de Minas Gerais

A escolha das localidades envolvidas no estudo, tanto a unidade estudada quanto a localização hipotética da fazenda solar centralizada, exige compreensão prévia do potencial fotovoltaico do estado de Minas Gerais e da estrutura de concessão da distribuidora local. Esta seção apresenta esse contexto e justifica as escolhas locais adotadas nos cenários analisados.

A concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no município de Ouro Preto, bem como na maior parte do território mineiro, é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). O grupo CEMIG atende aproximadamente 97% do estado de Minas Gerais, condição que viabiliza juridicamente o autoconsumo remoto múltiplo entre unidades consumidoras localizadas em municípios distintos, desde que todas estejam abrangidas pela mesma área de concessão, conforme estabelecido pela Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

O potencial fotovoltaico em Minas Gerais apresenta variação geográfica relevante. Segundo o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (REIS; TIBA, 2016), a região sul do estado, onde se localiza Ouro Preto, registra irradiação horizontal global média em torno de 1.700 a 1.800 kWh/m² ao ano, enquanto as regiões norte e nordeste do estado, em municípios como Janaúba, Pirapora e Montes Claros, alcançam valores entre 2.000 e 2.200 kWh/m² ao ano. Essa diferença de aproximadamente 20% no recurso solar disponível tem implicação direta sobre o dimensionamento e a viabilidade econômica dos cenários fotovoltaicos analisados neste trabalho.

Para os Cenários 1 e 2, a irradiação considerada é a de Ouro Preto, em conformidade com a localização real da unidade. Para os Cenários 3 e 4, que preveem a construção de uma fazenda solar centralizada para atendimento da rede via autoconsumo remoto, adotou-se uma localidade situada na região norte de Minas Gerais, dentro da área de concessão da CEMIG, escolhida pela combinação de três fatores: irradiação solar significativamente superior à da unidade analisada, disponibilidade de áreas com menor custo de terreno em comparação com regiões urbanas e metropolitanas, e compatibilidade jurídica com o regime de autoconsumo remoto previsto na Lei nº 14.300/2022.

2.3 Etapas Metodológicas

A pesquisa foi estruturada em seis etapas sequenciais.

A primeira etapa consistiu no levantamento de dados da filial. Foram coletadas a fatura CEMIG de referência, relativa a fevereiro de 2026 e contendo o histórico dos doze meses anteriores, o inventário fotográfico dos equipamentos elétricos instalados e os catálogos dos fabricantes para confirmação das potências nominais. Realizaram-se também entrevistas presenciais com o gestor da unidade para caracterização do regime de operação, dos padrões de uso dos equipamentos e das janelas de pico, e levantaram-se informações fundamentais sobre a rede como um todo, como o modelo societário, o ritmo de expansão e o plano de novas unidades, necessárias à sustentação da modelagem em escala.

A segunda etapa correspondeu à construção da curva de carga elétrica da unidade, com resolução temporal de quinze minutos e noventa e seis intervalos diários. Os procedimentos detalhados de modelagem estão descritos na seção 2.4.

A terceira etapa definiu os quatro cenários do objetivo (b), num horizonte de 20 anos. Aqui também se estabeleceram as premissas: para os Cenários 3 e 4, o consumo da unidade analisada foi extrapolado para as 80 unidades da rede (seção 2.5); o Fio B e o enquadramento como GD III não entraram nas simulações, sendo tratados como limitações.

A quarta etapa rodou as simulações no HOMER Pro (seções 2.6 e 2.7). Para cada cenário, o *software* dimensionou o sistema e calculou potência, produção anual, NPC, LCOE e emissões de CO₂. Nos Cenários 3 e 4, os resultados da usina foram divididos pelas 80 unidades para expressão por unidade (Tabela 2). O custo de abatimento foi calculado a partir desses resultados.

A quinta etapa consistiu na análise comparativa dos resultados, com base nos indicadores listados no objetivo específico (c), avaliando as vantagens, os custos e o desempenho ambiental de cada arranjo de suprimento ao longo do horizonte de projeto.

A sexta etapa consolidou os achados na forma de recomendações práticas dirigidas à rede de academias analisada, integrando aspectos regulatórios, financeiros e operacionais da estratégia de suprimento recomendada.

2.4 Simulação Computacional Aplicada no Modelo Energético HOMER Pro

A simulação computacional é essencial no planejamento energético para gerir variáveis como a intermitência de fontes renováveis e estruturas tarifárias complexas (EPE, 2005). Modelos matemáticos permitem representar as relações econômicas e energéticas de um sistema, simplificando parâmetros para apoiar a tomada de decisão sob incerteza (BLOK; NIEUWLAAR, 2016). No planejamento integrado, essas ferramentas permitem quantificar cenários que contemplam tanto a expansão da oferta quanto o gerenciamento da demanda (BAJAY *et al.*, 2018).

Dentre as ferramentas de referência, este trabalho utiliza o *software* HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e mantido pela *HOMER Energy/UL Solutions*. O propósito da ferramenta é a otimização técnico-econômica de sistemas híbridos, isolados ou conectados à rede, sendo amplamente aplicada em estudos de sistemas fotovoltaicos, eólicos e hidráulicos (TOLMASQUIM, 2016).

O funcionamento do modelo energético baseia-se em simulações por despacho horário ao longo do horizonte do projeto, requerendo como entradas a curva de carga, o recurso solar local via coordenadas geográficas e parâmetros econômicos, como taxas de desconto e custos de capital (HOMER ENERGY, 2023). A ferramenta executa uma otimização combinatória entre diversas configurações, ordenando os resultados pelo menor Custo Presente Líquido (NPC, do inglês *Net Present Cost*).

Os principais indicadores calculados incluem o NPC, que soma os custos do projeto a valor presente, e o LCOE (*Levelized Cost of Energy*), que define o custo médio por kWh produzido (BLOK; NIEUWLAAR, 2016). Adicionalmente, utiliza-se a fração renovável para indicar o percentual da carga atendido por fontes limpas, enquanto indicadores como *payback* e fundamentam a viabilidade para pequenos e médios negócios (SEBRAE, 2021).

O HOMER Pro foi escolhido por integrar tarifas cativas e mecanismos de compensação à análise de cenários, ao contrário de ferramentas voltadas apenas ao dimensionamento técnico, como SAM e PVsyst.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Mudanças Climáticas e Emissões do Setor Elétrico

As mudanças climáticas das últimas décadas estão associadas ao aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, sobretudo dióxido de carbono (CO₂), metano e óxido nitroso. Esses gases retêm parte do calor que a superfície terrestre devolveria ao espaço, e o resultado é a elevação da temperatura média do planeta (BLOK; NIEUWLAAR, 2016).

O tamanho dessa alteração fica claro na trajetória do (CO₂). A concentração ficou próxima de 280 ppm por séculos, até a Revolução Industrial (VIANA *et al.*, 2006). Segundo dados de monitoramento global da NOAA (2026), a concentração média de atingiu 428,55 ppm em abril de 2026. Essa curva acompanha de perto a queima de combustíveis fósseis para gerar energia, mover veículos e abastecer a indústria

Entre os setores que mais emitem, o de energia aparece em primeiro lugar, e a maior parcela vem da geração de eletricidade e calor, ainda apoiada em carvão e gás natural em boa parte do mundo. Os demais setores, como indústria, transporte, agricultura e edificações, emitem menos, mas dependem indiretamente da matriz elétrica: sua descarbonização passa por trocar combustíveis fósseis por eletricidade limpa. É isso que coloca o setor elétrico no centro da agenda climática.

Essa centralidade fica mais evidente quando se compara a matriz elétrica mundial com a brasileira. Em 2022, as renováveis respondiam por cerca de 27% da geração elétrica global, contra 92% no Brasil (GUTIERREZ, 2025). A diferença se explica pela presença histórica das hidrelétricas, somada ao avanço mais recente da eólica e do solar.

Na média mundial, ainda pesam o carvão e o gás natural, o que faz o setor elétrico de outras regiões emitir muito mais CO₂ por unidade de energia gerada. Ou seja, o mesmo kWh consumido carrega uma pegada de carbono muito distinta conforme o país, ponto que volta a ser decisivo na análise ambiental deste trabalho, já que o baixo fator de emissão da matriz brasileira limita o quanto a geração solar consegue reduzir em emissões.

A resposta a esse quadro tem direção definida. Em 2015, a Agenda 2030 da ONU estabeleceu os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, entre eles o ODS 7 (energia limpa e acessível) e o ODS 13 (ação climática). No mesmo ano, o Acordo de Paris firmou

o compromisso da maioria dos países, o Brasil incluído, de reduzir emissões e conter o aquecimento global. Como a geração de energia é a maior fonte isolada de emissões, qualquer estratégia climática consistente recai sobre o setor elétrico e sobre a substituição gradual das fontes fósseis.

No fim, essa substituição depende da diferença de emissões entre as tecnologias. Eólica e solar fotovoltaica têm emissões baixas ao longo de todo o ciclo de vida; carvão e gás natural, muito mais altas (BLOK; NIEUWLAAR, 2016; IEA, 2024). Trocar as fontes mais poluentes pelas renováveis é, por isso, o caminho mais eficiente para reduzir as emissões do setor sem travar o crescimento da demanda por eletricidade.

3.2 Matriz Energética Brasileira e o Papel da Geração distribuída

A matriz elétrica brasileira se apoia historicamente na geração hidrelétrica, complementada por termelétricas acionadas em períodos de escassez hídrica. Essa configuração hidrotérmica distingue o Brasil da maioria dos países e responde pela participação de fontes renováveis acima de 90% no setor elétrico nacional. O mesmo desenho, porém, deixa o sistema vulnerável ao regime de chuvas (GUTIERREZ, 2025).

Essa fragilidade é estrutural. Em anos de seca prolongada, a queda dos reservatórios obriga o acionamento de térmicas a carvão, óleo e gás, o que encarece a energia para o consumidor e eleva as emissões do setor. É essa vulnerabilidade que tem impulsionado a eólica e a solar fotovoltaica, capazes de complementar a geração hídrica e reduzir a dependência climática do sistema (TOLMASQUIM, 2016).

A geração distribuída se insere nesse movimento, ao permitir que o próprio consumidor produza parte ou toda a energia que utiliza. Para a fonte solar fotovoltaica, o limite da minigeração distribuída é de 3 MW, conforme detalhado na seção 3.7. Esse teto de 3 MW não é um detalhe regulatório qualquer neste trabalho: é ele que condiciona o dimensionamento da fazenda solar dos Cenários 3 e 4.

O excedente injetado na rede vira crédito, válido por sessenta meses, pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Na prática, a rede da distribuidora funciona como uma bateria virtual, guardando a energia gerada de dia para uso à noite ou em períodos de baixa geração. É esse mecanismo que sustenta tanto a microgeração no telhado do Cenário 2 quanto o autoconsumo remoto da fazenda nos Cenários 3 e 4.

O ritmo de expansão da geração distribuída no país está entre os maiores do mundo. Só em 2024 foram adicionados 8,85 GW, com a instalação de 783 mil novas usinas em um único ano. Com isso, o Brasil chegou a cerca de 35,6 GW instalados em micro e minigeração, em 3,1 milhões de sistemas que atendem aproximadamente 4,7 milhões de unidades consumidoras (ANEEL, 2025). Esse total equivale a cerca de 5% das unidades ainda supridas pelo modelo tradicional, o que indica uma margem ampla de crescimento.

A solar fotovoltaica lidera essa expansão. Das 783 mil usinas instaladas em 2024, mais de 99% são solares; eólica e térmica somaram parcela pouco expressiva (ANEEL, 2025). O crescimento acompanha os polos de maior atividade econômica, com destaque para São Paulo, Minas Gerais e Paraná. A queda de custos, o ganho de escala e o amadurecimento técnico do mercado tornaram a geração própria uma opção concreta para o comércio e os serviços, segmento em que se enquadra a rede de academias analisada neste trabalho.

3.3 O Setor de Academias de Ginástica e Seu Perfil de Consumo Energético

O setor brasileiro de academias de ginástica vive um período de expansão acelerada. Segundo o Panorama Setorial Fitness Brasil, o país encerrou 2025 com aproximadamente 62,7 mil estabelecimentos ativos, número quase três vezes maior do que os 22,6 mil registrados em 2015 (FITNESS BRASIL, 2025). Essa trajetória de crescimento, sustentada pela maior procura por atividade física e pela diversificação da oferta de serviços, posiciona o Brasil entre os maiores mercados *fitness* do mundo em volume de operações. Estima-se que o setor movimente atualmente mais de R\$ 20 bilhões por ano, apresentando a corrida e a musculação como as atividades mais praticadas e a presença de centros de atividades físicas em 46% dos municípios brasileiros (FITNESS BRASIL, 2025).

A maior parte desse mercado é formada por pequenas operações independentes, mas as redes de médio e grande porte vêm ganhando espaço relevante. Dentre as academias brasileiras, 82% operam com uma única unidade e contam com equipes reduzidas, enquanto cerca de 8% pertencem a grupos com três ou mais estabelecimentos (FITNESS BRASIL, 2025). Esse segundo grupo, embora minoritário em número, concentra uma parcela significativa dos alunos e da capacidade instalada do setor,

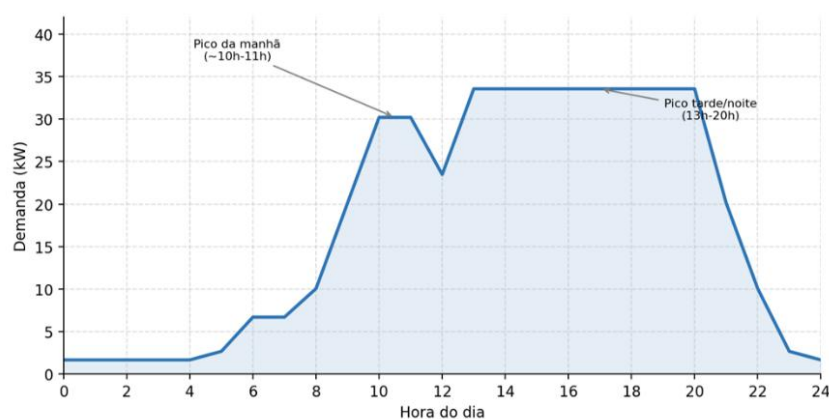
impulsionado pela expansão de redes como a *Smart Fit* e pelo crescimento de multfranquias.

Independentemente do porte, a competitividade desse tipo de empreendimento está diretamente associada à eficiência operacional, sendo o custo da energia elétrica apontado como um dos fatores determinantes da saúde financeira do negócio (SEBRAE, 2021). A maior escala dessas redes traz, nesse contexto, oportunidades de eficiência e de padronização, inclusive em decisões de consumo energético analisadas neste trabalho.

Do ponto de vista do consumo elétrico, academias são estabelecimentos intensivos em energia e apresentam um perfil de cargas distinto do de outros comércios. Em uma unidade típica, os principais consumidores são o sistema de climatização (ar-condicionado ou climatizadores evaporativos), os equipamentos cardiovasculares como esteiras, escadas elétricas e elípticos, o sistema de iluminação que opera durante longas janelas diárias e os chuveiros elétricos utilizados pelos alunos após o treino, estes últimos com potências individuais tipicamente entre 3.300 e 5.000 W (SEBRAE, 2021).

O perfil de demanda descrito acima é fortemente determinado pela ocupação diária do estabelecimento, uma vez que o fluxo de alunos comanda o acionamento da iluminação, dos equipamentos e, principalmente, do sistema de climatização, que pode representar até 52% do consumo total de uma academia (NOGIRI, 2018). A curva de carga típica resultante apresenta dois picos de demanda ao longo do dia, um pico mais moderado no início da manhã e o pico máximo entre o início da tarde e o início da noite, período de maior afluência de alunos e de coincidência com o horário de ponta do sistema elétrico, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Curva de carga típica de uma academia de ginástica



Fonte: Adaptado de Nogiri (2018) e Magalhães *et al.* (2020)

Em unidades de alto padrão dotadas de climatização central, o sistema de ar-condicionado pode responder por mais da metade da fatura de energia. Por outro lado, em academias de menor porte ou situadas em regiões de clima ameno, essa participação diminui, de modo que os chuveiros elétricos e os equipamentos cardiovasculares passam a dividir a matriz de cargas de forma mais equilibrada (NOGIRI, 2018).

Os estudos disponíveis indicam grande variabilidade no consumo absoluto dessas unidades, função direta do porte da operação, da presença ou não de piscina, do tipo de climatização adotado e das condições climáticas da localidade. Em uma extremidade, estudos de caso de academias locais de menor porte registram consumos mensais da ordem de 5.000 a 10.000 kWh. Em outra extremidade, unidades de alto padrão integradas a grandes redes podem ultrapassar 150.000 kWh por mês quando contam com sistemas de climatização central, piscina aquecida e horários estendidos de funcionamento (NOGIRI, 2018). Essa disparidade reforça a importância de caracterizar de forma individualizada cada unidade analisada, abordagem adotada na metodologia deste trabalho.

Trabalhos acadêmicos recentes têm investigado oportunidades de eficiência energética e de geração própria aplicadas a academias, com resultados consistentes. Magalhães *et al.* (2020), em estudo de caso conduzido em uma academia brasileira, identificaram potencial relevante de redução do consumo elétrico mediante a substituição de tecnologias de iluminação e melhorias nos sistemas de climatização, com viabilidade econômica confirmada por meio de um retorno financeiro em curto prazo.

Além disso, análises de autogeração (NOGIRI, 2018), reforçam a percepção de que as academias formam um segmento particularmente atrativo para soluções de geração distribuída, dada a combinação entre alto consumo elétrico, horário diurno de funcionamento compatível com a geração solar e a margem operacional reduzida típica do negócio. A discussão aprofundada do perfil específico da unidade localizada em Ouro Preto é apresentada no Capítulo 4 deste trabalho.

3.4 Eficiência Energética e Sustentabilidade em Edificações Comerciais

Eficiência energética em edificações comerciais significa entregar os mesmos serviços, como climatização, iluminação e água quente, com menos energia. Em estabelecimentos intensivos como academias, isso ataca ao mesmo tempo as duas maiores dores do negócio: o custo operacional e a pegada de emissões (BLOK; NIEUWLAAR, 2016).

As frentes técnicas mais comuns nesse tipo de edificação são conhecidas. No lado da climatização, entram os sistemas com tecnologia *Inverter*, que modulam o compressor e evitam picos de consumo. Na iluminação, a troca por LED. E, nos vestiários, o aquecimento solar térmico, que desloca uma carga elétrica concentrada.

Esse último ponto é o que mais interessa a este trabalho. A literatura reporta *paybacks* tipicamente inferiores a dois anos para modernização de iluminação e da ordem de quatro anos para a climatização em academias (NOGIRI, 2018; MAGALHÃES *et al.*, 2020). São retornos atrativos, mas o aquecimento solar dos chuveiros tem um apelo próprio no caso analisado: os chuveiros elétricos concentram uma parcela grande da carga em poucas janelas do dia, e retirá-los da conta elétrica é justamente o que diferencia os cenários com chuveiro solar nos Capítulos 4.

No plano institucional, essas práticas são organizadas pelo PROCEL Edifica e pela etiquetagem PBE Edifica do INMETRO, que atribui a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) e classifica os imóveis por faixa de eficiência (ELETROBRAS, [s.d.]).

3.5 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica se apoia no efeito fotovoltaico, descrito por Edmond Becquerel em 1839: a luz que incide sobre um material semicondutor gera uma diferença de potencial elétrico. As células modernas exploram esse princípio no silício, organizado em camadas dopadas que convertem os fótons diretamente em corrente contínua. Por ser conversão direta, sem partes móveis, ruído ou emissões na operação, a tecnologia se espalhou rápido no mundo (TOLMASQUIM, 2016). A energia gerada pode ser consumida na hora pela edificação ou injetada na rede.

Um sistema conectado à rede tem dois componentes centrais: os módulos, que captam a luz e produzem corrente contínua, e o inversor, que a converte em corrente alternada compatível com a rede. A eles se somam estruturas de fixação, cabeamento, proteções e monitoramento, conjunto conhecido como *balance of system (BoS)* (TOLMASQUIM, 2016; PINHO; GALDINO, 2014).

O desempenho de um sistema fotovoltaico é medido por métricas padronizadas, e vale conhecê-las porque são elas que aparecem nos resultados das simulações. A produtividade específica (*yield*) relaciona os kWh gerados por ano a cada kWp instalado, com médias de 1.300 a 1.700 kWh/kWp no Brasil. O fator de capacidade mede o quanto da potência nominal é de fato aproveitada ao longo do tempo, entre 18% e 20% para painéis fixos voltados ao norte. E o índice de desempenho (*performance ratio*) sintetiza a eficiência global, descontando perdas por temperatura, sujeira, sombreamento e inversores (TOLMASQUIM, 2016).

No lado econômico, a queda de custos foi o que destravou a tecnologia. Entre 2010 e 2019, o custo nivelado do solar caiu cerca de 85% no mundo, tornando-a competitiva com fontes fósseis em várias regiões (IPCC, 2023; BLOK; NIEUWLAAR, 2016), tendência que a IRENA (2024) confirma nos dados mais recentes. No Brasil, os resultados do 6º Leilão de Energia de Reserva (2014) apontaram investimento médio em usinas centralizadas em torno de US\$ 1.610 por kWp, na faixa de US\$ 1.400 a US\$ 2.100 por kWp, com LCOE entre US\$ 71 e US\$ 103 por MWh (TOLMASQUIM, 2016).

O país reúne condições de recurso favoráveis. A irradiação global horizontal fica entre cerca de 1.500 e 2.200 kWh/m² por ano na maior parte do território, bem acima de líderes do mercado como a Alemanha, onde varia de 900 a 1.250 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017), como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Mapa de irradiação solar direta normal diária no Brasil



Fonte: EPE (2016)

Dentro do país, o maior potencial está no Nordeste e no norte de Minas Gerais, regiões que combinam alta irradiação, baixa variabilidade sazonal e terra de valor competitivo. É por isso que o norte mineiro reaparece como localização da fazenda solar nos Cenários 3 e 4, discutidos adiante.

3.6 Fazendas Solares e Geração Centralizada

Fazendas solares, também denominadas usinas fotovoltaicas em solo, são empreendimentos de geração de energia elétrica de médio porte instalados em áreas dedicadas, com o propósito de abastecer múltiplos consumidores por meio da geração distribuída compartilhada. Embora se diferenciem dos sistemas em telhado pela escala (frequentemente com potências de até 3 MW) e pela necessidade de conexão em redes de média tensão, sua lógica operacional permanece atrelada ao modelo de compensação de

créditos de energia, regulamentado pela ANEEL, em vez da venda direta nos ambientes de contratação livre ou regulada (ANEEL, 2025).

Para usinas fotovoltaicas em solo, a área diretamente ocupada é proporcional à potência instalada, situando-se na faixa de 2,0 a 2,8 hectares por MW (TURNERY; FTHENAKIS, 2011 apud PERAZZOLI; GOBBI; TIEPOLO, 2020).

Segundo os critérios fundamentais de planejamento da EPE (2005), a seleção de áreas para esses empreendimentos deve priorizar a localização estratégica, analisando-se a proximidade de centros consumidores e a disponibilidade de infraestrutura logística, como redes de acesso e linhas de transmissão. Adicionalmente, a viabilidade econômica do projeto é diretamente condicionada à intensidade da irradiação solar local e à topografia do terreno, sendo necessários sítios com baixa variabilidade sazonal e características que permitam maximizar a produção energética para garantir o retorno do capital investido.

Do ponto de vista técnico, uma usina solar em solo é composta pelos mesmos elementos básicos de qualquer sistema fotovoltaico, mas escalados para grandes potências. Os módulos cristalinos são montados em estruturas fixas voltadas ao norte, no caso brasileiro, ou em estruturas com seguidor solar de um eixo, que acompanham a posição do sol ao longo do dia e elevam o fator de capacidade do sistema. A conversão de corrente contínua em alternada é feita por inversores centrais de grande porte, com eficiência de conversão que pode chegar a 98%, e a energia é injetada na rede por meio de subestações elevadoras conectadas ao sistema de distribuição ou de transmissão (TOLMASQUIM, 2016).

Sob o ângulo do modelo de negócio, fazendas solares podem comercializar a energia produzida em três ambientes principais. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a energia é vendida por meio de leilões organizados pelo poder concedente, com contratos de longo prazo e preços fixados. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), a comercialização ocorre por meio de contratos bilaterais entre geradores e consumidores livres ou especiais.

Para o segmento de geração distribuída, a regulação brasileira prevê ainda a modalidade do autoconsumo remoto, na qual a usina, classificada como minigeração distribuída, é instalada em local distinto das cargas que pretende atender, e a energia

produzida gera créditos energéticos para abatimento do consumo de unidades consumidoras de mesma titularidade (ANEEL, 2025).

Essa modalidade, que viabiliza a verticalização da geração distribuída por parte de consumidores comerciais e de redes multiunidade, é detalhada na próxima seção juntamente com o marco regulatório vigente. A evolução dos modelos de suprimento energético pode ser compreendida em estágios progressivos de participação do consumidor na geração, conforme sistematizado por Bajay (2018) e ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Estágios de participação do consumidor na geração distribuída



Fonte: Adaptado de Bajay *et al.* (2018, p. 117).

No estágio inicial, denominado Geração Zero, o fornecimento é integralmente provido pela concessionária, cabendo ao consumidor um papel passivo. Na Primeira Geração, a energia passa a ser suprida por terceiros, como no modelo de consórcio ou assinatura, no qual a concessionária atua como facilitadora e a geração pertence a outro agente. Na Segunda Geração, o consumidor assume a propriedade e o controle da própria geração, alcançando integração total e reposicionando a concessionária em papel ativo de distribuição. Essa progressão fornece a moldura conceitual para os cenários analisados neste trabalho: a situação atual da rede corresponde à Primeira Geração, enquanto a fazenda solar própria proposta nos Cenários 3 e 4 representa a transição para a Segunda Geração.

3.7 Marco regulatório: Lei nº 14.300/2022 e Autoconsumo Remoto Múltiplo

A regulação da geração distribuída no Brasil consolidou-se por meio de marcos sucessivos emitidos pela ANEEL. A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 criou o SCEE, permitindo a conexão de geradores renováveis de pequena escala e a troca de energia com a rede pública. Esse cenário foi aprimorado pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, a qual formalizou as diretrizes para micro e minigeração, além de regulamentar novos arranjos de negócios no SCEE, com destaque para a geração compartilhada e o autoconsumo remoto (ANEEL, 2025).

A consolidação legal definitiva veio com a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída brasileira (BRASIL, 2022). A lei elevou ao patamar de norma legal o que antes era regulamentado por resoluções da ANEEL, conferindo maior segurança jurídica ao setor, e estabeleceu de forma explícita as regras de transição para o regime de compensação.

Entre suas principais inovações estão a definição em lei das modalidades de geração distribuída, a fixação de regras estáveis de faturamento e a previsão de cobrança progressiva da componente Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre a energia injetada na rede pelos sistemas conectados a partir de janeiro de 2023. A cobrança progressiva do Fio B é o principal mecanismo de transição entre o regime anterior, que isentava completamente a energia injetada de encargos de uso da rede, e o regime futuro, no qual a compensação deverá incorporar esses encargos integralmente. O cronograma de transição é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Cronograma de transição do Fio B (Lei nº 14.300/2022)

Ano	Percentual do Fio B cobrado
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029 em diante	100%

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2022).

A Lei nº 14.300/2022 e a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 organizam as modalidades de participação no sistema de compensação. A primeira é a geração junto à carga, ou autoconsumo local, em que os painéis são instalados no mesmo local em que a energia é consumida. Além dessas opções individuais, existem os modelos coletivos. O cronograma de transição é apresentado na Tabela 1.

A geração compartilhada permite que um grupo de pessoas ou empresas se junte por meio de consórcios, cooperativas ou associações para usar a energia de uma usina em comum. Há ainda os Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), que atendem condomínios, nos quais a energia gerada é rateada entre os moradores segundo percentuais previamente definidos. O tamanho dos projetos é dividido entre microgeração distribuída, que vai até 75 kW de potência, e a minigeração distribuída, com um limite de até 3 MW para a fonte solar fotovoltaica e de até 5 MW para usinas hídricas ou outras fontes renováveis (ANEEL, 2025).

Para redes comerciais com várias filiais, o autoconsumo remoto é uma estratégia atraente. Essa modalidade permite que a empresa instale uma única usina, como uma fazenda solar em uma região estratégica, e use os créditos gerados para abater o consumo de várias academias espalhadas pela área de atendimento da distribuidora. Essa regulação exige, para esse modelo, que a usina e as unidades consumidoras estejam na área da mesma distribuidora e registradas sob a mesma raiz de CNPJ.

4 ESTUDO DE CASO

Este trabalho propõe-se a analisar quatro cenários energéticos simulados aplicados a uma rede mineira de academias de ginástica em fase de expansão, tendo como unidade padrão metodológica uma das unidades localizadas em Ouro Preto. As simulações são conduzidas no modelo energético HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*).

O cenário de referência é dado a partir do uso integral pela tarifa cativa da CEMIG, mantendo o uso de chuveiros elétricos, comparado a três alternativas de geração própria, todas sob autoconsumo remoto múltiplo de acordo com a Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022):

Microgeração no telhado da unidade com aquecimento solar;

- (i) Fazenda solar centralizada mantendo os chuveiros elétricos;
- (ii) Mesma fazenda com aquecimento solar.

A configuração atual da unidade, baseada em geração distribuída terceirizada, é tratada como situação real de referência para a comparação econômica, e não como um cenário simulado no HOMER Pro, por equivaler fisicamente ao suprimento pela tarifa cativa com a aplicação de um desconto comercial. O propósito é identificar a estratégia de suprimento que melhor concilia sustentabilidade ambiental, contenção de custos operacionais e segurança regulatória no horizonte de longo prazo.

4.1 Caracterização da Rede de Academias

A rede pertence integralmente a duas pessoas, sócios controladores que detêm a totalidade da marca e da estrutura da empresa. Diferentemente do modelo tradicional de franquia, em que cada unidade constitui uma pessoa jurídica independente, todas as unidades da rede integram uma mesma pessoa jurídica, na forma de matriz e filiais registradas sob a mesma raiz de CNPJ, sob controle societário comum dos mesmos titulares.

Essa estrutura societária tem implicação direta sobre a viabilidade jurídica do modelo proposto nos Cenários 3 e 4 deste trabalho. Como todas as unidades pertencem à

mesma pessoa jurídica, na condição de matriz e filiais, todas podem figurar como unidades consumidoras beneficiárias de uma única usina geradora cadastrada na modalidade de autoconsumo remoto, prevista no art. 1º, inciso II, da Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), que define sobre unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial.

A rede opera atualmente com 60 unidades, número verificado até fevereiro de 2026. Durante o ano de 2026, conforme informado pelo gestor da rede, está em curso a inauguração de mais 20 unidades, o que elevará o total a 80 unidades ainda neste ano. Por se tratar de um trabalho de planejamento energético, o dimensionamento da fazenda solar considera a rede em sua configuração de expansão consolidada, com 80 unidades, e não apenas a base atual.

Essa escolha garante que a infraestrutura de geração seja dimensionada para atender a rede ampliada, evitando o subdimensionamento que ocorreria caso se considerasse somente as unidades hoje em operação. O foco geográfico anunciado é restrito ao estado de Minas Gerais, condição operacional que reforça a aplicabilidade do regime de autoconsumo remoto sob a mesma área de concessão da CEMIG.

4.2 Caracterização da Unidade Analisada

A unidade selecionada para o estudo de campo localiza-se em Ouro Preto, em região próxima à Universidade Federal de Ouro Preto, com público predominantemente universitário e trabalhador. A unidade entrou em operação em 2025 e dispõe de aproximadamente 1.500 a 1.700 m² de área útil, mais estacionamento próprio, totalizando cerca de 2.000 m².

A unidade de análise foi tomada como representativa da tipologia dominante da rede, por apresentar padrão construtivo e operacional semelhante ao das demais unidades, o que permite tratar o consumo agregado da rede como múltiplo do consumo dessa unidade. Reconhece-se que há variabilidade real entre as unidades quanto a porte, movimento e perfil de uso; essa limitação é assumida na modelagem e retomada nas considerações finais.

A escolha da unidade de Ouro Preto como base foi determinada a partir de três critérios objetivos: representatividade da tipologia da rede; existência de geração distribuída terceirizada em operação, configuração que permite analisar comparativamente a situação atual contra os modelos propostos neste trabalho; e viabilidade operacional, com acesso direto ao gestor local, à fatura CEMIG e acesso ao local físico à visita técnica para reunir os equipamentos para criação do inventário.

A academia funciona todos os dias da semana, com variações de horários no final de semana:

- Segunda a Sexta-feira: 05h às 22h;
- Sábado: 08h às 14h;
- Domingo: 09h às 13h.

O movimento médio observado pelo gestor é de mais de 600 alunos por dia nos picos de segunda a quarta-feira, reduzindo-se de 350 a 400 alunos por dia às quintas e sextas, e a frequência muito baixa aos fins de semana. A estrutura energética da unidade é caracterizada por conexão elétrica trifásica, classificação tarifária Grupo B, subclasse comercial (Outros Serviços e Outras Atividades), modalidade convencional.

A validação empírica dos parâmetros inseridos no modelo computacional foi realizada por meio da análise direta da fatura de energia elétrica da unidade, referente ao ciclo de faturamento de fevereiro de 2026. O documento fiscal confirma o enquadramento regulatório do estabelecimento no Grupo B, subclasse comercial, sob a modalidade tarifária convencional, com valor de referência de R\$ 1,1259 por kWh, em conformidade com a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.459/2025.

A unidade conta com um conjunto de equipamentos elétricos típicos do setor, cujo inventário é apresentado na Tabela 2, totalizando uma potência instalada de aproximadamente 134,3 kW. Os equipamentos de maior peso são os chuveiros elétricos (82,5 kW) e as esteiras ergométricas (33 kW). Esse levantamento, obtido em visita técnica à unidade, constitui a base para a construção da curva de carga apresentada na seção seguinte. A potência instalada representa a capacidade máxima simultânea, enquanto o consumo efetivo depende do tempo de utilização de cada carga, o que explica a diferença entre a potência instalada e a energia diária consumida.

Tabela 2 – Levantamento de cargas e potência instalada da unidade

Item	Equipamento	Qtd	Pot. unitária (W)	Pot. total (W)	Regime
1	Iluminação LED T8 (1,20 m)	240	18	4.320	Expediente
2	Esteira ergométrica	15	2.200	33.000	Expediente
3	Chuveiro elétrico	15	5.500	82.500	Expediente
4	Climatizador industrial	5	1.250	6.250	Expediente
5	Ar-condicionado split	3	1.400	4.200	Expediente
6	Sistema de som	1	150	150	Expediente
7	TVs (50" e 65")	6	112	672	Expediente
8	Climbmill (escada)	2	170	340	Expediente
9	Ventilador industrial	4	180	720	Expediente
10	Micro-ondas	1	1.200	1.200	Expediente
11	Cadeira de massagem	1	180	180	Expediente
12	Bioimpedância	1	20	20	Expediente
13	Computador desktop	2	150	300	Expediente
14	Impressora — standby	4	30	120	Expediente
15	Carga de base (câmeras, sensores, rede, frigobar)	1	330	330	24 h
Potência instalada total				134.302 W	

Fonte: Elaboração própria (2026)

4.3 Curva de Carga

A curva de carga elétrica é a entrada principal do modelo HOMER Pro e representa o perfil de demanda da unidade ao longo das vinte e quatro horas do dia. Para cada equipamento inventariado, definiu-se um multiplicador de carga $m(t)$ no intervalo $[0, 1]$, que representa a fração da potência nominal efetivamente demandada em cada um dos noventa e seis intervalos diários de quinze minutos. A potência demandada em cada intervalo é dada por:

$$P(t) = \sum_{i=1}^n [P_{\text{nom},i} \times m_i(t)]$$

Nessa equação, $P_{\text{nom},i}$ representa a potência nominal do equipamento i , enquanto $m_i(t)$ é o seu respectivo multiplicador de carga no intervalo t . A partir disso, o consumo diário de energia elétrica da academia é obtido pela soma da potência de cada intervalo multiplicada pela duração desse período, conforme a fórmula:

$$E = \sum_{t=1}^{96} P(t) \times \Delta t$$

Para o modelo deste trabalho, o valor de Δt é igual a 0,25 hora, correspondendo exatamente aos intervalos de 15 minutos mapeados na coleta de dados.

Os multiplicadores foram definidos com base nas informações fornecidas pelo gestor da unidade durante as entrevistas, na observação direta do regime de funcionamento dos aparelhos durante a visita técnica e no conhecimento do clima local de Ouro Preto.

Desse modo, foi possível modelar os perfis de horários característicos de uma academia: as três janelas de maior uso dos chuveiros (das 06h às 09h30, das 15h às 16h e das 18h às 21h); o pico noturno das esteiras (entre 17h e 21h); a iluminação ativa durante todo o período de funcionamento; e os climatizadores operando majoritariamente na parte do dia nos períodos de maior calor. Nos horários em que o estabelecimento permanece fechado, essas cargas principais são zeradas, mantendo-se ativo apenas o conjunto de equipamentos que opera de forma ininterrupta ao longo das vinte e quatro horas, como as câmeras de segurança, os sensores de presença, computadores e geladeira da copa. Esse conjunto forma a carga de base da unidade, nível mínimo de demanda do perfil diário.

O ajuste iterativo dos multiplicadores foi realizado por meio da comparação entre o consumo mensal modelado, dado por $E_{dia} \times 30$, e a média ajustada de aproximadamente 4.700 kWh por mês. Esse cálculo é realizado a partir do histórico de 12 meses registrado em fatura, adotando-se uma tolerância de calibração de até 10%. A média recebeu a classificação de "ajustada" devido ao fato de o histórico ter apresentado três meses anômalos entre junho e agosto de 2025, período no qual ocorreu falha de leitura do medidor por dois meses consecutivos e a regularização agrupada no terceiro mês.

Desse modo, esses três meses foram tratados por meio da média ponderada do período acumulado. A curva de carga construída representa um perfil tipológico calibrado, e não uma medição instantânea. A precisão do modelo depende da qualidade das informações fornecidas pelo gestor e simplificações definidas, cruzando o ajuste com o consumo agregado mensal, utilizado como o mecanismo de validação final.

A curva de referência do cenário 1 representa o consumo integral da academia ao longo de um dia útil e apresenta consumo médio de 156,67 kWh por dia, com pico de 14,31 kW e carga de base de 0,33 kW, conforme a Figura 4.

Figura 4 – Curva de carga do Cenário 1



Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

O perfil obtido reflete diretamente a ocupação do estabelecimento ao longo do dia. Durante a madrugada, o consumo se limita à carga de base, referente aos equipamentos que permanecem ligados continuamente, como refrigeração e sistemas de segurança. Com a abertura da unidade e o aumento do fluxo de alunos, a demanda cresce e forma dois momentos de pico: um pela manhã e o pico máximo no período da tarde e início da noite, quando coincidem a maior afluência de alunos e o acionamento simultâneo de climatização, esteiras e chuveiros. Esse pico da noite coincide com o horário de maior demanda do sistema elétrico, o que é relevante para a avaliação dos cenários de geração.

O consumo mensal equivalente da curva, de 4.700 kWh, mostrou-se aderente à média ponderada de 4.653 kWh registrada nas faturas, com diferença em torno de 1%, o que valida o modelo como base para as simulações.

A única demanda térmica relevante da unidade corresponde aos chuveiros elétricos, contabilizados integralmente como cargas elétricas na curva de carga do cenário de referência. Nos cenários que substituem os chuveiros elétricos por aquecimento solar,

esse efeito é incorporado de forma simplificada, pela subtração da parcela de consumo dos chuveiros da curva de carga elétrica.

A parcela de consumo atribuível aos chuveiros elétricos foi estimada a partir dos dados levantados em visita técnica e nas entrevistas com o gestor da unidade. A academia dispõe de 15 chuveiros elétricos da marca Lorenzetti, alimentados em 220 V, com potência individual de 5.500 W. Segundo o gestor, o uso concentra-se em três janelas diárias (das 6h às 9h30, das 15h às 16h e das 18h às 21h), nas quais as cabines permanecem ocupadas em rodízio, a ponto de um chuveiro queimado ser substituído imediatamente para não gerar reclamações.

Considerando o movimento médio de 600 alunos nos dias de maior fluxo e adotando-se a premissa de que aproximadamente 10% deles utilizam os chuveiros da unidade, obtém-se cerca de 60 banhos diários. Para uma duração média de 7 minutos por banho, o consumo unitário é de 0,642 kWh, o que resulta em um consumo diário aproximado de 38,5 kWh atribuível aos chuveiros, correspondente a cerca de um quarto da demanda diária total da unidade.

O sistema de aquecimento solar é dimensionado segundo a ABNT NBR 15569, a partir da demanda de água quente da unidade, definindo-se a área de coletores e o volume de armazenamento. Como o objetivo é o impacto da redução do consumo elétrico sobre os cenários de suprimento, essa abordagem é válida.

Como exemplo, no Cenário 2, a substituição dos chuveiros elétricos por aquecimento solar retira essa parcela da demanda elétrica, alterando o perfil de consumo. A curva resultante apresenta consumo médio de 118,17 kWh por dia e pico de 12,81 kW, conforme a Figura 5.

Figura 5 – Curva de carga do Cenário 2



Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

A redução de 24,6% em relação à curva de referência concentra-se nos horários de uso dos chuveiros, sobretudo nos períodos de pico da manhã e da noite, quando a demanda por banhos é maior. Como os chuveiros representam uma parcela expressiva em potência, mas de uso intermitente, sua retirada suaviza os picos sem alterar o perfil de base da curva. Essa mesma curva é utilizada nos dois cenários com geração solar. A ausência dos chuveiros elétricos (38,5 kWh/dia estimada na seção 2.4) explica a diferença entre a curva do Cenário 1 e a do Cenário 2.

O Cenário 3 permanece com a mesma proposta do Cenário 1, com o chuveiro elétrico. Porém, a demanda, calculada para apenas uma unidade, agora é multiplicada por 80, criando a premissa que todas as 80 unidades seguiriam este mesmo padrão de consumo. Para o Cenário 4 também foi utilizada essa multiplicação, porém com a dedução novamente dos coletores solares.

4.4 Premissas

O horizonte de análise adotado é de 20 anos, compatível com a vida útil típica dos sistemas fotovoltaicos e com o prazo usualmente considerado em estudos de viabilidade econômica de geração distribuída no Brasil. Os parâmetros econômicos foram definidos com base no cenário macroeconômico brasileiro. Adotou-se taxa de desconto nominal de

15% ao ano, situada um pouco acima da Selic projetada pelo mercado, da ordem de 14% ao ano segundo o Boletim Focus do Banco Central (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2026), para incorporar um prêmio de risco ao custo de oportunidade do investidor. A inflação anual foi estimada em 5%, coerente com as projeções do IPCA no mesmo boletim.

Figura 6 – Premissas adotadas na modelagem dos cenários

Parâmetro	Valor adotado	Justificativa / fonte
Horizonte de análise	20 anos	Vida útil típica de sistemas FV e prazo usual de estudos de viabilidade
Taxa de desconto (nominal)	15% a.a.	Acima da Selic projetada (~14%, Focus 2026), com prêmio de risco
Inflação	5% a.a.	Projeção do IPCA (Focus 2026)
Tarifa efetiva	R\$ 1,30/kWh	CEMIG B3 de R\$ 0,90329/kWh (bandeira verde) + 30,5% de tributos
Modalidade tarifária	Convencional	Unidade do Grupo B; a tarifa branca coincidiria com o pico da academia
CAPEX – fazenda solar	R\$ 3.000/kWp	Faixa inferior do Caderno de Custos da EPE (PDE 2035)
CAPEX – telhado	R\$ 2.280/kWp (módulos) + R\$ 1.000/kW (inversor)	Referência Greener (2024)
OPEX	1% do investimento ao ano	Premissa da IEA
Vida útil	20–25 anos (módulos); 15 anos (inversor)	Parâmetros da EPE (2025)
Fator de emissão do SIN	38,5 gCO ₂ /kWh	Ano-base 2023 (MCTI, 2024)
Número de unidades	80	Configuração de expansão consolidada para 2026 (gestor)
Consumo por unidade	4.700 kWh/mês	Média calibrada da unidade-caso, extrapolada à rede
Desconto da terceirizada	15% sobre a tarifa cativa	Valor central da faixa de mercado (situação atual)
Aquecimento solar	R\$ 29.350/unidade	Dimensionado pela ABNT NBR 15569 (1.800 L/dia; 18 m ² ; reservatório de 1.500 L)
Encargo do Fio B	Tratado como limitação	Cronograma progressivo nas simulações; GD III (100% do Fio B) como pior caso
Localização da fazenda	Janaúba (Norte de MG)	Irradiação ~20% superior; infraestrutura de transmissão em 500 kV

Fonte: Elaboração própria (2026).

4.4.1 Situação Atual da Unidade

A situação atual da unidade corresponde ao suprimento nominal pela CEMIG combinado à compensação de cerca de 97% do consumo por créditos de geração distribuída adquiridos de uma comercializadora terceirizada. Nesse modelo, conhecido como energia solar por assinatura ou consórcio de energia, o consumidor recebe créditos de usinas de terceiros sem investir ou executar obras na própria unidade. O serviço é oferecido por comercializadoras na área de concessão da CEMIG, como a Cemig SIM, a Solar de Minas e a Juntos Energia, com descontos tipicamente entre 13% e 26% sobre a tarifa cativa.

Por esse motivo, o valor de R\$ 1,1259/kWh registrado em fatura corresponde à tarifa efetiva já influenciada pela compensação, e não é adotado diretamente nas simulações. O Cenário 1 é definido como um contrafactual em que a unidade compraria integralmente pela tarifa cativa cheia (detalhada na seção 4.6), sem qualquer compensação. Essa simplificação isola a margem comercial da terceirizada, de modo que a comparação entre o cenário de referência e a fazenda solar própria mostre o ganho da verticalização.

Como a comercializadora não informou formalmente o desconto praticado, adotou-se como premissa 15% sobre a tarifa cativa, valor central da faixa de mercado (10% a 20%). Esse desconto é o que diferencia economicamente a situação atual do Cenário 1, pois ele não é inserido no HOMER Pro, mas aplicado sobre o custo de energia resultante da simulação do Cenário 1, estimando o custo real pago pela unidade.

4.4.2 Tarifas de Energia Elétrica

Adotou-se exclusivamente a modalidade tarifária convencional em todos os cenários simulados, sem a avaliação comparativa de modalidades alternativas. Essa escolha decorre das próprias regras de elegibilidade tarifária da unidade. Por se tratar de unidade consumidora do Grupo B (baixa tensão), não se aplicam as modalidades tarifárias horárias verde e azul, as quais são restritas a unidades atendidas em alta ou média tensão, classificadas como Grupo A (BRASIL, 2019; ELETROBRAS, 2011).

Adicionalmente, a unidade não atende aos requisitos socioeconômicos de renda ou benefícios de prestação continuada necessários para o enquadramento na Tarifa Social

de Energia Elétrica (TSEE), o que impossibilita a aplicação de descontos destinados a consumidores de baixa renda (BAJAY *et al.*, 2018; GUTIERREZ, 2025).

Restaria, assim, apenas a alternativa da tarifa branca, que diferencia o preço da energia por faixa horária, aplicando valores significativamente mais elevados no horário de ponta (BRASIL, 2019). Contudo, o perfil de funcionamento típico do segmento de academias apresenta janelas de maior movimento concentradas no início da manhã e, principalmente, no final da tarde e início da noite (NOGIRI, 2018; FITNESS BRASIL, 2025).

Esse comportamento coincide justamente com o horário de ponta do sistema elétrico nacional, período em que a tarifa branca aplica os valores mais elevados por kWh, o que resultaria em um aumento nos custos operacionais da empresa em vez de economia (BRASIL, 2019; NOGIRI, 2018). Por essa razão, optou-se por manter a modalidade convencional como única alternativa tarifária avaliada neste trabalho.

Definida a modalidade convencional, procedeu-se à composição da tarifa efetivamente aplicada no modelo. As tarifas homologadas pela ANEEL são publicadas sem a incidência de tributos, os quais são acrescidos posteriormente na fatura ao consumidor final. Sobre a tarifa de energia incidem o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual, e as contribuições federais ao Programa de Integração Social (PIS) e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Tais tributos são apurados pelo regime de cálculo "por dentro", no qual o próprio imposto integra sua base de cálculo, conforme a Equação (3):

$$Tarifa_{com\ imposto} = \frac{Tarifa_{sem\ imposto}}{1 - impostos}$$

Para a subclasse B3 (Demais Classes), a tarifa homologada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3.459/2025, na bandeira verde, é de R\$ 0,90329/kWh (CEMIG, 2025). Sobre ela incide o ICMS à alíquota de 18%, vigente no Estado de Minas Gerais conforme a Lei Complementar nº 194/2022 e a decisão do Supremo Tribunal Federal no Tema nº 745, que restringe sua incidência à Tarifa de Energia (TE), além das contribuições de PIS e COFINS. Essa bandeira é adotada por ser a condição de menor custo, evitando superestimar os benefícios das alternativas de geração.

Como a leitura direta dos tributos na fatura está distorcida pelo regime de compensação da geração distribuída terceirizada, adotou-se como premissa uma carga tributária e de encargos setoriais de 30,5%, valor representativo da tributação efetiva sobre a energia elétrica no Estado de Minas Gerais. Aplicando-se a Equação (3), obtém-se a tarifa efetiva empregada no modelo, conforme a Equação (4):

$$Tarifa = \frac{0,90329}{1 - 0,305} = \frac{0,90329}{0,695} = 1,29970 \text{ R\$/kWh}$$

4.4.3 Custos de investimento

Os custos de investimento e operação dos sistemas de geração foram definidos com base nos parâmetros oficiais da Empresa de Pesquisa Energética, publicados no Caderno de Parâmetros de Custos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (EPE, 2025). Esse documento estabelece, para a fonte solar fotovoltaica no Brasil, uma faixa de custo de investimento (*CAPEX*) entre R\$ 3.000 e R\$ 6.000 por kW, com níveis de referência de R\$ 3.000, R\$ 3.500, R\$ 4.500 e R\$ 5.500 por kW, um custo de operação e manutenção de R\$ 60 por kW ao ano e vida útil econômica de 25 anos.

A escolha do valor dentro dessa faixa considera o porte do sistema, uma vez que sistemas de geração distribuída de menor potência apresentam custo por kW superior ao de usinas de grande porte, em razão da menor escala. Os custos de aquisição, reposição e manutenção são inseridos no *software* de simulação de forma distinta para cada componente, atribuindo-se o custo dos módulos ao sistema fotovoltaico e os demais custos, incluindo inversor, estrutura, cabeamento e serviços de instalação, ao conversor. A vida útil dos módulos é considerada de 20 a 25 anos, e a do inversor de 15 anos, sendo sua reposição modelada explicitamente ao longo do horizonte de análise.

4.4.4 Cronograma do Fio B (Lei nº 14.300/2022)

Neste trabalho, o encargo do Fio B não foi incorporado às simulações, sendo tratado como limitação da análise. Essa simplificação subestima o custo dos cenários com geração própria, em maior ou menor grau conforme o enquadramento de cada um. No

Cenário 2, de microgeração no telhado, entraria no cronograma progressivo acima. Como o horizonte de análise vai de 2026 a 2046 e o cronograma define percentuais apenas até 2029, adota-se a manutenção do Fio B em 100% da parcela aplicável no período de 2030 a 2046.

Os Cenários 3 e 4, no entanto, obedecem a regulações mais específicas. Por possuírem mais de 500 kW e operarem em autoconsumo remoto, as fazendas solares enquadram-se como GD III (Lei nº 14.300/2022), pagando desde a conexão 100% do Fio B, 40% do Fio A e a totalidade dos encargos setoriais, sem transição gradual. A aplicação integral desse regime elevaria o custo das fazendas ao longo dos vinte anos.

Essa abordagem representa o cenário regulatório mais desfavorável à geração distribuída e oferece margem de segurança à análise. Caso as alternativas de geração própria se mostrem vantajosas sob essa condição, permanecerão vantajosas em qualquer revisão futura que reduza o encargo. Reconhece-se, contudo, que a definição do modelo pós-2029 constitui fonte de incerteza regulatória.

4.4.5 Parâmetros Ambientais

Para a avaliação ambiental dos cenários, adotou-se o fator médio de emissão de dióxido de carbono do Sistema Interligado Nacional (SIN), que expressa a quantidade de CO₂ emitida por unidade de energia elétrica consumida da rede. Diferentemente do valor padrão do *software*, que reflete matrizes elétricas internacionais mais intensivas em combustíveis fósseis, adotou-se o fator correspondente à matriz brasileira, predominantemente renovável e de baixa intensidade de carbono.

O valor adotado foi de 38,5 gramas de CO₂ por kWh, correspondente ao fator médio de emissão anual do SIN referente a 2023, divulgado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação por meio do Sistema de Registro Nacional de Emissões (MCTI, 2024). Esse fator é aplicado de forma idêntica em todos os cenários, garantindo que a comparação das emissões evitadas pelas alternativas de geração solar reflita exclusivamente a redução no consumo de energia da rede, e não diferenças de premissa entre os cenários.

4.5 Configurações do *Software* HOMER Pro

A modelagem dos quatro cenários no HOMER Pro tem como entradas comuns a curva de carga construída na seção 2.4, a estrutura tarifária aplicável à unidade (Grupo B, subclasse B3, modalidade convencional, sob a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.459/2025), os parâmetros econômicos definidos na seção 4.3 e os dados de irradiação solar da localidade pertinente a cada cenário, conforme descrito na seção 2.2. Para os Cenários 1 e 2, a irradiação considerada é a de Ouro Preto. Para os Cenários 3 e 4, adota-se a irradiação da localidade escolhida para a fazenda solar dentro da área de concessão da CEMIG, selecionada entre municípios reconhecidamente favoráveis à geração fotovoltaica em solo no norte do estado.

A situação atual da unidade corresponde à operação real sob geração distribuída terceirizada por meio da comercializadora contratada, mantendo o uso de chuveiros elétricos. Essa configuração não constitui um cenário simulado no HOMER Pro, por equivaler fisicamente ao suprimento pela tarifa cativa com a aplicação de um desconto comercial; ela é descrita qualitativamente e utilizada como referência na comparação econômica apresentada no Capítulo 4.

O Cenário 1, denominado cenário de referência, corresponde a um contrafactual em que a unidade compraria 100% da energia diretamente da CEMIG sob tarifa cativa convencional B3, sem qualquer mecanismo de compensação por geração distribuída e mantendo igualmente o uso de chuveiros elétricos. Este cenário funciona como linha de base ambiental e econômica para o cálculo do custo de abatimento de carbono e do diferencial econômico atribuível à geração distribuída em cada uma das demais alternativas.

Os Cenários 2 e 4 partem de uma intervenção sobre a substituição dos chuveiros elétricos por aquecimento solar térmico, que reduz diretamente a curva de carga elétrica de entrada, conforme descrito na seção 2.4. No Cenário 2, o HOMER Pro otimiza, sobre essa curva de carga já reduzida, o dimensionamento do arranjo fotovoltaico instalado no telhado da unidade, sob a restrição de potência instalada inferior ou igual a 75 kW, conforme limite de microgeração estabelecido pela Lei nº 14.300/2022, e considerando a área de teto disponível já descontada do espaço ocupado pelos coletores do sistema de aquecimento solar térmico.

Nos Cenários 3 e 4, a potência da usina é dimensionada para o consumo agregado projetado da rede no horizonte do trabalho, em regime de minigeração distribuída (75 kW a 3 MW), calculando-se o LCOE da usina como ativo unitário. No Cenário 3 os chuveiros permanecem elétricos; no Cenário 4, são substituídos por aquecimento solar.

Quadro 1 – Composição tecnológica dos cenários energéticos simulados

Cenário	Geração FV local	Fazenda solar	Chuveiro elétrico	Chuveiro solar
Cenário 1 - Referência	-	-	✓	-
Cenário 2	✓	-	-	✓
Cenário 3	-	✓	✓	-
Cenário 4	-	✓	-	✓

Fonte: Elaboração própria (2026).

Optou-se por estruturar a análise em quatro cenários que representam estratégias completas de suprimento, e não pela decomposição isolada de cada tecnologia, preservando o objetivo de estudo do modelo de suprimento da rede. O atendimento da demanda térmica (aquecimento da água), é substituído por energia solar, retirando essa parcela da carga elétrica, suprido por geração própria. Assim, os quatro cenários contrastam diretamente o modelo atual de geração terceirizada com as alternativas de geração própria, evidenciando qual arranjo é mais vantajoso para a rede.

Os indicadores avaliados são o NPC, o LCOE, fração renovável, as emissões evitadas, custo de abatimento de carbono e fração renovável. Esses indicadores são calculados pelo HOMER Pro para os Cenários 1 e 2, e pela combinação entre o HOMER Pro (geração da usina). O custo de abatimento de carbono é calculado como o quociente entre a variação do NPC e a variação cumulativa das emissões evitadas no horizonte de vinte anos, tomando-se o Cenário 1 como referência ambiental.

Definidos os parâmetros econômicos na seção 4.4, procede-se à configuração do modelo no *software*. A curva de carga da unidade constitui a entrada principal, à qual são conectados os componentes correspondentes a cada estratégia de suprimento, como a rede

da concessionária e, quando aplicável, o sistema fotovoltaico e o inversor. Os custos dos equipamentos de geração são inseridos, enquanto o sistema de aquecimento solar é representado pela redução correspondente na curva de carga.

4.6 Cenário 1

O Cenário 1 representa a situação de referência, na qual a unidade é suprida integralmente pela energia elétrica da concessionária CEMIG, sem qualquer geração própria e mantendo o uso dos chuveiros elétricos. Ele serve de base de comparação para os demais cenários, representando a condição em que a academia continua comprando toda a energia da rede ao longo dos vinte anos analisados.

A partir da curva de carga de referência, com consumo médio de 156,67 kWh por dia, o modelo resulta em um consumo anual de 57.185 kWh adquiridos da rede. Aplicada a tarifa cativa de R\$ 1,30 por kWh, obtêm-se os resultados apresentados na Figura 7: custo presente líquido (NPC) de R\$ 653.875 ao longo dos vinte anos, custo nivelado de energia (COE) de R\$ 1,30 por kWh e custo operacional anual de R\$ 74.323. Como não há investimento em geração, o capital inicial é nulo e a totalidade do custo decorre da compra de energia da concessionária, o que caracteriza este cenário como o de maior dependência da rede.

Figura 7 – Resultados da simulação do Cenário 1

Architecture			Cost			
 Grid (kW)	 Dispatch		 NPC (R\$)	 COE (R\$)	 Operating cost (R\$/yr)	 Initial capital (R\$)
 999,999	CC		\$653,875	\$1.30	\$74,323	\$0.00

Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

Considerando o fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional de 38,5 g de CO₂ por kWh, a operação da unidade neste cenário resulta em 2.202 kg de CO₂ por ano. Esse valor constitui a base de referência ambiental para a avaliação das emissões evitadas pelos cenários de geração solar.

4.7 Cenário 2

O Cenário 2 contempla a instalação de um sistema fotovoltaico no telhado da unidade, combinado à substituição dos chuveiros elétricos por aquecimento solar de água. Com a adoção do aquecimento solar, adota-se a curva de carga sem chuveiros, com consumo médio de 118,17 kWh por dia. O custo do sistema fotovoltaico da unidade foi separado em módulos e inversor. Os módulos adotaram R\$ 2.280 por kWp, referência da Greener (2024) para sistemas comerciais de geração distribuída, e o inversor R\$ 1.000 por kW.

A simulação no HOMER Pro resultou em uma configuração otimizada de 33 kWp em módulos fotovoltaicos e inversor de 19 kW, com produção anual de 50.131 kWh. Conforme a Figura 8, o custo presente líquido do sistema fotovoltaico é de R\$ 118.767, o custo nivelado de energia é de R\$ 0,206 por kWh e a fração renovável atinge 67,6 por cento.

A unidade adquire cerca de 21.241 kWh da rede ao ano e injeta 22.476 kWh do excedente, valores compensados sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Em emissões, o cenário resulta em 818 kg de CO₂ por ano, ante os 2.202 kg do Cenário 1, o que representa uma redução expressiva atribuível à geração solar e à eliminação dos chuveiros elétricos.

Figura 8 – Resultados da simulação do Cenário 2

			PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)
			33.0	999,999	19.0	CC	R\$118,767	R\$0.206
				999,999		CC	R\$493,264	R\$1.30

Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

A substituição dos chuveiros elétricos é feita por um sistema de aquecimento solar dimensionado conforme a ABNT NBR 15569. Para a demanda de água quente da unidade, estimada em 1.800 litros por dia, adotou-se um sistema com aproximadamente 18 m² de coletores de placa plana e reservatório térmico de cerca de 1.500 litros, com resistência elétrica de apoio para dias de baixa irradiação.

O custo do aquecimento solar foi estimado em R\$ 29.350, incluindo coletores, reservatório e instalação. O custo do sistema de aquecimento solar foi estimado com base em valores de mercado e no dimensionamento pela ABNT NBR 15569, não correspondendo a orçamento de fornecedor específico. Como seu efeito já está representado na redução da curva de carga, esse sistema não é modelado no HOMER Pro, sendo seu custo somado diretamente ao investimento. Assim, o investimento total do Cenário 2 soma o sistema fotovoltaico (R\$ 95.890) e o aquecimento solar (R\$ 29.350), totalizando cerca de R\$ 125.240.

Quanto à viabilidade econômica, comparado ao custo de suprimento integral pela concessionária no Cenário 1, o sistema proporciona uma economia anual da ordem de R\$ 71.700, resultando em um *payback* simples de aproximadamente 1,75 ano. O *payback* é calculado em relação à tarifa cativa cheia do Cenário 1 (como nos demais cenários renováveis do estudo); frente ao modelo de geração distribuída terceirizada atualmente contratado, o retorno seria ligeiramente mais longo.

4.8 Fazenda Solar

Os Cenários 3 e 4 têm em comum o atendimento de toda a rede de academias por meio de uma fazenda solar centralizada, sob o regime de autoconsumo remoto previsto na Lei nº 14.300/2022. Diferentemente do Cenário 2, em que a geração ocorre no telhado de uma única unidade, aqui a geração é concentrada em uma usina de solo cuja energia é compensada nas contas de todas as unidades da rede.

Esta seção apresenta a base comum aos dois cenários, sendo elas a localização da usina, a extrapolação do consumo para a rede e o dimensionamento e os custos da fazenda. Os dois cenários diferem apenas quanto à manutenção dos chuveiros elétricos, tratada nas seções seguintes.

4.8.1 Localização e Recurso Solar da Fazenda

O norte de Minas Gerais destaca-se como região de maior potencial solar do estado. Segundo o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais, essa região apresenta médias

anuais de 1.489 kWh/kWp e rendimento global de 0,80, o que a caracteriza como área de grande interesse para a geração fotovoltaica (REIS; TIBA, 2016).

As microrregiões de maior irradiação global diária média anual são Janaúria e Janaúba, ambas com 5,7 kWh/m²/dia, seguidas de Montes Claros, com 5,6 kWh/m²/dia, e Pirapora, com 5,5 kWh/m²/dia (REIS; TIBA, 2016). Municípios como Jaíba e Janaúba apresentam valores energéticos próximos aos dos melhores sítios do país, alcançando produção específica de até 1.558 kWh/kWp em simulações (REIS; TIBA, 2016).

A escolha de Janaúba é reforçada pela infraestrutura de transmissão da região previamente existente, condição essencial para o escoamento da energia gerada por centrais de grande porte. A região conta com a Linha de Transmissão Janaúba, em 500 kV, e com múltiplas subestações associadas, parte de um ciclo de investimentos da CEMIG voltado à ampliação da capacidade de transmissão e ao fomento da geração solar no Norte de Minas (CEMIG, 2021). Essa infraestrutura garante que a energia produzida pela fazenda possa ser injetada e distribuída pelo sistema da concessionária, viabilizando o autoconsumo remoto entre as unidades da rede.

Além do recurso solar e da infraestrutura, a escolha se baseou no tipo de terreno presente na região, dando preferência a áreas planas (com declividade abaixo de 3%) e que já sofreram intervenção humana, como pastagens ou áreas de agricultura, o que reduz o impacto ambiental e facilita o licenciamento (TOLMASQUIM, 2016).

4.8.2 Extrapolação da Filial Analisada para a Rede de Academias

Para dimensionar a demanda total, adotou-se o consumo da filial analisada como representativo de todas as unidades. Como os dois cenários da fazenda partem de curvas de carga distintas, a extrapolação também difere entre eles. O custo da usina adotou R\$ 3.000 por kWp, com base no Caderno de Parâmetros de Custos do Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2025). O valor é menor que o do sistema de telhado por refletir o ganho de escala das usinas de grande porte.

Os Cenários 3 e 4 propõem o atendimento da rede inteira por meio de uma fazenda solar centralizada operando em regime de autoconsumo remoto múltiplo. Para modelar a rede a partir do estudo de uma única unidade, foi necessário extrapolar o consumo da

filial para o conjunto das unidades operacionais e projetadas. As premissas adotadas e suas justificativas são descritas a seguir.

A primeira premissa adotada refere-se ao perfil de consumo das unidades da rede. Adota-se o consumo médio mensal calibrado da unidade de Ouro Preto, de aproximadamente 4.700 kWh por mês, como valor representativo de todas as unidades, uma vez que a rede é composta por estabelecimentos de padrão construtivo e operacional semelhantes. Essa uniformidade permite tratar o consumo agregado da rede como múltiplo direto do consumo da filial, simplificando a projeção da demanda total no horizonte de análise.

A segunda premissa refere-se ao número de unidades consideradas no horizonte de análise. O cenário base adota 80 unidades em operação para o início do projeto, alinhado com a expansão de 2026 afirmado pelo gestor durante as entrevistas. A terceira premissa refere-se ao cronograma de entrada em operação das novas unidades. Adota-se distribuição uniforme das inaugurações ao longo do ano, com efeito de consumo agregado proporcional ao número médio de unidades em operação em cada ano. Para o primeiro ano do horizonte, calcula-se a média entre o número de unidades no início e no final do ano, de modo a refletir a contribuição parcial das unidades inauguradas durante o período.

Reconhece-se que o formato de extrapolação utilizado é sujeito a incertezas adicionais ao modelo, decorrentes da variabilidade real entre unidades (tamanho, movimento, perfil de uso), o que não é capturada pela adoção de valores médios. É um formato escolhido neste estudo, adequado ao objetivo de estimar a ordem de grandeza do consumo agregado e da usina necessária. Os resultados devem ser interpretados como uma aproximação representativa do porte da rede, e não um valor exato.

No Cenário 3, que mantém os chuveiros elétricos, parte-se da curva de 156,67 kWh por dia, resultando em um consumo diário da rede de 12.533 kWh, equivalente a aproximadamente 4.575.275 kWh por ano. No Cenário 4, que adota o aquecimento solar, parte-se da curva sem chuveiros, de 118,17 kWh por dia, resultando em 9.453 kWh por dia, ou cerca de 3.450.476 kWh por ano.

4.8.3 Dimensionamento, Custos e Área da Fazenda

O dimensionamento da usina foi obtido pela otimização do *software* HOMER Pro, considerando a irradiação solar de Janaúba e o custo de investimento de sistemas de geração centralizada. Os parâmetros econômicos adotados foram:

- **Custo de investimento:** R\$ 3.000 por kW, correspondente à faixa inferior estabelecida pela Empresa de Pesquisa Energética para a fonte solar fotovoltaica (EPE, 2025), valor que incorpora equipamentos, estruturas de solo, conexão e infraestrutura civil;
- **Operação e manutenção:** 1% do investimento ao ano, conforme a premissa da Agência Internacional de Energia;
- **Vida útil:** 20 anos para os módulos fotovoltaicos e 15 anos para os inversores.

Como os dois cenários atendem a consumos distintos, a otimização resulta em usinas de portes ligeiramente diferentes, detalhadas nas seções de cada cenário. Em ambos os casos, por gerarem abaixo de 3 MW, as usinas enquadram-se como minigeração distribuída, o que viabiliza o mecanismo de autoconsumo remoto adotado.

Considerando de 2,0 a 2,8 hectares por MW de área diretamente ocupada (TURNERY; FTHENAKIS, 2011 apud PERAZZOLI; GOBBI; TIEPOLO, 2020), uma usina da ordem de 3 MW demanda entre 6 e 8,4 hectares de terreno. A região de Janaúba favorece esse aspecto, pois a terra rural local tem valor inferior ao das áreas agrícolas mais valorizadas do estado.

O custo de aquisição do terreno não foi incorporado ao *CAPEX*. A título de estimativa, considerando o Valor da Terra Nua para pecuária de pastagem formada no mercado regional de Montes Claros, que abrange Janaúba, de aproximadamente R\$ 3.416 por hectare (INCRA, 2022), a área de até 8,4 hectares corresponderia a cerca de R\$ 29 mil, o equivalente a menos de 0,4% do investimento de R\$ 9 milhões em equipamentos e instalação. Por representar parcela tão pouco expressiva, o custo do terreno foi tratado como uma simplificação do modelo.

4.9 Cenário 3

O Cenário 3 mantém os chuveiros elétricos nas unidades e atende a rede por meio de uma fazenda solar centralizada operando em regime de autoconsumo remoto. Parte-se, portanto, da curva de carga com chuveiros, cujo consumo extrapolado para as oitenta unidades resulta em 12.533 kWh por dia, ou aproximadamente 4.575.275 kWh por ano.

A otimização inicial no HOMER Pro, sem restrição de potência, resultou em uma usina de aproximadamente 3.101 kWp, acima do limite de 3 MW da Lei nº 14.300/2022 para o enquadramento de usinas solares fotovoltaicas como minigeração distribuída, condição necessária para a compensação da energia em regime de autoconsumo remoto. Por essa razão, a simulação foi refeita com a potência limitada a 3.000 kWp, adotada como configuração final do cenário.

A configuração resultante apresenta investimento inicial de R\$ 9.000.000 e produção anual de 4.442.286 kWh. Conforme a Figura 9, o custo presente líquido é de R\$ 11,3 milhões, o custo nivelado de energia é de R\$ 0,185 por kWh e a fração renovável atinge 63,7 por cento. Ao longo do ano, a rede adquire cerca de 2.534.572 kWh da concessionária e injeta 2.401.583 kWh do excedente gerado, valores compensados sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Como a usina opera no limite regulatório de potência, sua geração cobre a maior parte, mas não a totalidade, do consumo da rede, o que resulta em um custo nivelado ligeiramente superior ao do cenário cuja usina pôde ser plenamente otimizada.

Figura 9 – Resultados da simulação do Cenário 3

Architecture					Cost													
		PV (kW)		Grid (kW)		Dispatch		NPC (R\$)			COE (R\$)			Operating cost (R\$/yr)			Initial capital (R\$)	
		3,000		999,999		CC		R\$11.3M			R\$0.185			R\$264,314			R\$9.00M	
				999,999		CC		R\$52.3M			R\$1.30			R\$5.95M			R\$0.00	

Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

4.10 Cenário 4

O Cenário 4 combina a fazenda solar centralizada com a substituição dos chuveiros elétricos por aquecimento solar em todas as unidades. Por eliminar o chuveiro elétrico da carga, parte-se da curva sem chuveiros, cujo consumo extrapolado para as oitenta unidades resulta em 9.453 kWh por dia, ou aproximadamente 3.450.476 kWh por ano. Como a demanda da rede é menor que a do Cenário 3, a otimização no HOMER Pro resultou em uma usina de 2.342 kWp, abaixo do limite de 3 MW da Lei nº 14.300/2022, o que dispensou a restrição de potência aplicada ao cenário anterior.

A usina apresenta capital de R\$ 7.020.000 e produção anual de 3.467.354 kWh. Conforme a Figura 10, o custo presente líquido da usina é de R\$ 7,66 milhões, o custo nivelado de energia é de R\$ 0,167 por kWh e a fração renovável atinge 66,5 por cento. Ao longo do ano, a rede adquire cerca de 1.749.038 kWh da concessionária e injeta 1.761.740 kWh do excedente, valores compensados sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A este cenário soma-se o custo do aquecimento solar instalado em cada uma das oitenta unidades, dimensionado conforme o mesmo sistema descrito no Cenário 2 (seção 4.7).

Figura 10 – Resultados da simulação do Cenário 4

Architecture					Cost			
		PV (kW) 	Grid (kW) 	Dispatch 	NPC (R\$) 	COE (R\$) 	Operating cost (R\$/yr) 	Initial capital (R\$) 
		2,342	999,999	CC	R\$7.66M	R\$0.167	R\$71,676	R\$7.02M

Fonte: Elaboração própria a partir do HOMER Pro (2026).

O custo de cada sistema foi estimado em R\$ 29.350, o que representa R\$ 2.348.000 para o conjunto das oitenta unidades. Assim, o investimento total do Cenário 4 soma a usina fotovoltaica (R\$ 7.020.000) e os sistemas de aquecimento solar (R\$ 2.348.000), totalizando aproximadamente R\$ 9.370.000. Quanto à viabilidade econômica, comparado ao custo de suprimento integral pela concessionária, de R\$ 52,3 milhões no mesmo horizonte, o cenário representa uma economia da ordem de R\$ 43 milhões. A economia anual é de aproximadamente R\$ 5,88 milhões, resultando em um *payback* simples de cerca de 1,6 ano.

Quanto ao desempenho ambiental, o Cenário 4 resulta em 842 kg de CO₂ por ano por unidade e perante os 2.202 kg do Cenário 1, a redução é de cerca de 62%. Por combinar a geração solar centralizada com a eliminação dos chuveiros elétricos, apresenta a segunda menor emissão do estudo, muito próxima da do Cenário 2, aliada ao menor custo total (NPC) entre os cenários avaliados.

4.11 Comparativo Entre os Cenários

A Tabela 3 reúne os resultados dos quatro cenários por unidade, considerando o rateio das fazendas entre as 80 academias. A escolha entre os cenários depende do que se prioriza, já que cada um se destaca em um critério diferente. A escolha da alternativa mais vantajosa apoia-se nos indicadores de custo total (NPC) e custo nivelado de energia (COE), nos quais o Cenário 4 se destaca.

O Cenário 3, que mantém os chuveiros elétricos, tem o menor investimento e o *payback* mais curto, mas é o que mais emite entre os cenários solares, porque preserva o consumo dos chuveiros na rede. O Cenário 2, no telhado da unidade, tem a menor emissão e não exige uma usina grande, o que facilita a execução, apesar do *payback* mais alto.

Tabela 3 – Comparativo Comparativo técnico-econômico de resultados HOMER Pro

Cenário	Investimento inicial (R\$)	NPC HOMER (R\$)	NPC TOTAL (R\$)	COE (R\$/kWh)*	Fração renovável	Payback (anos)**
1 – Referência (CEMIG)	0	653.875	653.875	1,30	0%	–
2 – PV telhado + aquec. solar	125.240	118.767	148.117	0,206	67,6%	1,75
3 – Fazenda + chuveiro elétrico	112.500	141.250	141.250	0,185	63,7%	1,58
4 – Fazenda + aquec. solar	117.100	95.750	125.100	0,167	66,5%	1,59

Fonte: Elaboração própria (2026).

Nota: todos os valores são expressos por unidade; os dos Cenários 3 e 4 foram obtidos pela divisão dos resultados da rede pelas 80 unidades. O investimento inicial e o NPC total dos Cenários 2 e 4 já incluem o custo dos sistemas de aquecimento solar (R\$ 29.350 por unidade), cujo efeito na redução do consumo já está na curva de carga, mas cujo custo não entra na simulação do HOMER.

* O COE não incorpora o custo dos coletores solares nem o encargo do Fio B, constituindo, portanto, um valor aproximado e conservador.

** O *payback* foi calculado sem o encargo do Fio B, tratado como limitação na seção 4.4.4; ainda que sua incorporação prolongue o retorno, as alternativas de geração própria permanecem vantajosas.

Do ponto de vista econômico, os três cenários de geração se pagam em menos de dois anos e ficam com custo inferior ao da compra integral da concessionária, que soma R\$ 653.875 por unidade ao longo dos vinte anos. O COE cai da tarifa cativa de referência,

de R\$ 1,30 por kWh, para valores entre R\$ 0,167 e R\$ 0,206 nos cenários solares, mostrando o peso da tarifa cativa no custo atual da rede. O *payback* foi calculado contra a tarifa cheia do Cenário 1. Frente ao modelo de geração distribuída terceirizada que a rede contrata hoje, com desconto sobre a tarifa cheia, os retornos seriam mais longos, mas as alternativas de geração própria continuariam vantajosas.

Tabela 4 – Comparativo de indicadores ambientais por cenário

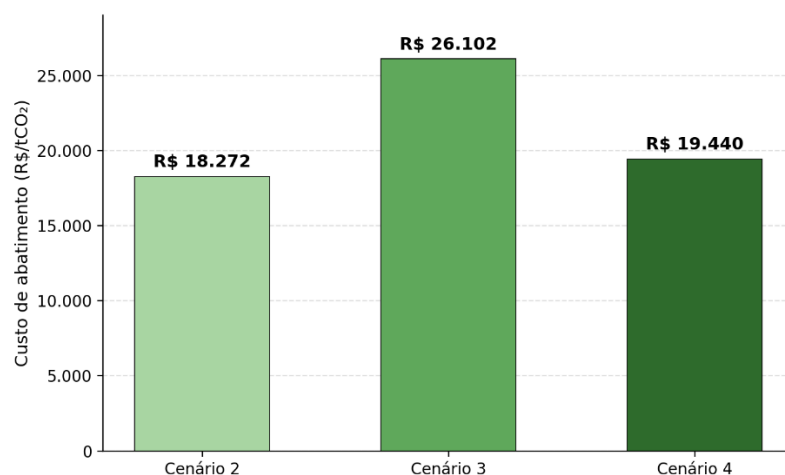
Cenário	Emissões em 20 anos (tCO ₂)	Custo de abatimento (R\$/tCO ₂)
1 – Referência (CEMIG)	44,04	—
2 – PV telhado + aquec. solar	16,36	18.272
3 – Fazenda + chuveiro elétrico	24,40	26.102
4 – Fazenda + aquec. solar	16,84	19.440

Fonte: Elaboração própria (2026).

Nota: emissões totais e custo de abatimento calculados a partir dos resultados da simulação, para o horizonte de vinte anos e por unidade. O Cenário 1, por ser a referência, não possui custo de abatimento associado.

A Tabela 4 apresenta os indicadores ambientais dos quatro cenários. Ao longo de vinte anos, o Cenário 2 tem a menor emissão (16,36 tCO₂), seguido do Cenário 4 (16,84 tCO₂). O Cenário 3 emite mais (24,40 tCO₂) por manter os chuveiros elétricos, mesmo gerando a energia na fazenda. Frente à referência da rede (44,04 tCO₂), a redução fica entre 45% e 63%. O custo de abatimento varia de R\$ 18.272 a R\$ 26.102 por tonelada. O Cenário 3 tem o maior valor por evitar menos emissões, não por ser menos eficiente. Como o Cenário 2 e o 4 têm emissões parecidas, o que decide entre eles é o custo, e nele o Cenário 4 prevalece mais vantajoso.

Figura 11 – Custo de abatimento de CO₂ por cenário



Fonte: Elaboração própria (2026).

O custo de abatimento de carbono foi obtido pela razão entre o custo evitado ao longo do horizonte de vinte anos e o total de emissões evitadas no mesmo período, tomando o Cenário 1 como referência. O numerador é a diferença entre o custo presente líquido (NPC) do cenário de referência e o do cenário alternativo; o denominador é a quantidade de CO₂ evitada em vinte anos, obtida pela multiplicação da redução anual de emissões por esse horizonte. Pela formulação, o Cenário 2 apresenta R\$ 18.272/tCO₂, o Cenário 3, R\$ 26.102/tCO₂, e o Cenário 4, R\$ 19.440/tCO₂.

Como a geração solar tem custo de ciclo de vida inferior ao do fornecimento pela concessionária, a diferença de NPC é positiva. O indicador expressa, assim, o valor econômico evitado por tonelada de CO₂ deixada de emitir: a redução das emissões vem acompanhada de benefício financeiro, e não de custo adicional. O Cenário 3 apresenta o maior valor por tonelada não por ser o mais eficiente, mas por evitar o menor volume de emissões (19,64 tCO₂ em vinte anos, contra cerca de 27 tCO₂ dos demais). É uma métrica sensível ao denominador, não um indicador de desempenho absoluto. A escolha da alternativa mais vantajosa apoia-se nos indicadores de custo total (NPC) e custo nivelado de energia (COE), nos quais o Cenário 4 se destaca.

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo avaliar o planejamento energético integrado de uma rede de academias de ginástica por meio da construção e simulação de cenários no HOMER Pro. A rede opera hoje com 60 unidades e projeta chegar a 80 ainda em 2026, todas em Minas Gerais. A análise foi feita a partir de visitas presenciais e pela conta de energia de uma unidade representativa em Ouro Preto, transformada em uma curva de carga com resolução de 15 minutos, servindo de base para as simulações.

A partir dos resultados gerados pelo *software* HOMER Pro, os quatro cenários foram comparados entre si, são eles:

- Cenário 1, de referência, em que a unidade é integralmente abastecida pela concessionária local (CEMIG);
- Cenário 2, com geração fotovoltaica na própria academia associada a aquecimento solar de água;
- Cenário 3, abastecido por uma fazenda solar construída pela rede, mantendo chuveiro elétrico nas unidades;
- Cenário 4, também suprido pela fazenda solar, porém com a adoção do chuveiro solar.

A principal questão que orientou o estudo era se vale a pena a rede assumir a própria geração, hoje contratada de terceiros. Os resultados indicam que sim. Todos os cenários de geração própria apresentaram custo presente líquido muito inferior ao do abastecimento pela rede convencional, com fração renovável entre 63,7% e 67,6% e custo nivelado de energia bem abaixo da tarifa da concessionária. A geração própria mostra-se, portanto, financeiramente vantajosa frente ao modelo atual de compra de energia com desconto.

Entre as alternativas, o Cenário 4, que combina a fazenda solar com o aquecimento solar de água, apresentou o melhor conjunto de indicadores. Ele reúne o menor custo nivelado de energia, emissões entre as mais baixas do estudo e boa aderência ao plano de expansão da rede. Vale destacar que o aquecimento solar de água se mostrou a medida mais eficiente do trabalho, já que elimina uma parcela concentrada de carga elétrica, os chuveiros, a um custo de implantação baixo.

O Cenário 3 também se mostra uma alternativa válida, com uma implantação que possibilita valores de capital inicial menor, já que dispensa o aquecedor solar e ainda assim reduz de forma expressiva a dependência da rede por meio da geração centralizada própria. Dessa forma, a rede pode escolher entre um investimento inicial menor, com o Cenário 3, ou o melhor desempenho de longo prazo, com o Cenário 4, conforme sua disponibilidade de capital e suas prioridades estratégicas.

No aspecto ambiental, os cenários renováveis reduzem as emissões de CO₂ da rede. Como a matriz elétrica brasileira já é predominantemente renovável, com fator de emissão médio de 38,5 gCO₂/kWh no ano-base de 2023 (MCTI, 2024), a redução de emissões, embora real, não deve ser o único argumento da decisão. Os benefícios da geração própria são também a redução da despesa com energia, a proteção contra o aumento das tarifas, a maior autonomia energética e o fortalecimento do posicionamento de sustentabilidade da rede.

A estrutura societária concentrada favorece os cenários de fazenda solar, pois permite o autoconsumo remoto, no qual uma única usina atende várias unidades e dilui os custos em escala. Esse arranjo é possível porque todas as academias pertencem ao mesmo casal e integram uma mesma pessoa jurídica, o que viabiliza o modelo de autoconsumo remoto previsto na Lei nº 14.300/2022.

Com base nos resultados obtidos no estudo, é recomendado à rede a escolha do modelo do Cenário 4, com a implantação da fazenda solar em autoconsumo remoto associada ao aquecimento solar de água nas unidades. Essa combinação entrega o melhor equilíbrio entre retorno financeiro, redução de emissões e compatibilidade com o plano de expansão.

Este trabalho tem limitações. A curva de carga foi construída a partir da conta de uma única unidade e extrapolada para a rede, o que não captura toda a diferença entre academias de portes e locais distintos. As simulações se apoiam em premissas de preços, tarifas e irradiação que podem variar ao longo dos vinte anos de projeto. Além disso, o fator de emissão do SIN muda ao longo do ano, então as emissões evitadas devem ser lidas como estimativas médias, e não como valores fixos.

O enquadramento da fazenda solar dos Cenários 3 e 4 não foi feito explicitamente. Por ter mais de 500 kW e operar em autoconsumo remoto, a fazenda se enquadra como geração distribuída do tipo GD III e paga integralmente a tarifa de uso da rede sobre a

energia compensada desde a conexão, e não o cronograma progressivo do Fio B utilizado nas simulações. Optou-se por manter o cronograma progressivo e tratar esse encargo como limitação. Esse encargo elevaria o custo presente líquido dos Cenários 3 e 4, mas ainda preserva a vantagem frente ao abastecimento pela rede. O cálculo detalhado desse valor fica como sugestão para trabalhos futuros.

Para trabalhos futuros, sugere-se construir a curva de carga com medições individuais por unidade e aprofundar o cálculo dos encargos de rede da fazenda solar. Estudos sobre a adoção de equipamentos de exercício que aproveitam a energia mecânica do treino para gerar eletricidade, aproximando a rede do conceito de academia verde, no qual a atividade física dos alunos passa a contribuir para o balanço energético da instalação são também uma sugestão. Esses desdobramentos permitiriam ampliar o planejamento energético da rede e desenvolver sua transição para um modelo mais sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Geração Distribuída**. Brasília: ANEEL, [s.d.]. Painel de dados. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Micro e minigeração distribuída de energia elétrica cresceu 8,85 GW em 2024**. Brasília: ANEEL, 17 jan. 2025. Notícia. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/micro-e-minigeracao-distribuida-de-energia-eletrica-cresceu-8-84-gw-em-2024> Acesso em: 17 mai. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Resolução Homologatória nº 3.459, de 20 de maio de 2025**. Homologa o reajuste tarifário da CEMIG Distribuição S.A. Brasília: ANEEL, 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS [ABNT]. **NBR 15569**: sistema de aquecimento solar de água em circuito direto- requisitos de projeto e instalação. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório de Mercado - Focus**. Brasília: BCB, 2026. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 1 jun. 2026.

BAJAY, Sérgio *et al.* **Geração distribuída e eficiência energética**: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1. ed. Campinas: International Energy Initiative - IEI Brasil, 2018.

BLOK, Kornelis; NIEUWLAAR, Evert. **Introduction to energy analysis**. 2. ed. Abingdon: Routledge, 2016.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS [CEMIG]. **Empresa do Grupo Cemig investe R\$ 950 milhões em nova linha de transmissão no Norte de Minas**. Belo

Horizonte: Cemig, 2021. Disponível em: <https://www.cemig.com.br>. Acesso em: 3 jul. 2026.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS [CEMIG]. **Valores de tarifas e serviços**. Belo Horizonte: Cemig, 2025. Disponível em: <https://www.cemig.com.br>. Acesso em: 1 jul. 2026.

ELETROBRAS. **PROCEL Edifica: eficiência energética em edificações**. Rio de Janeiro: Eletrobras, [s.d.]. Disponível em: <https://www.procelinfo.com.br/> Acesso em: 18 mai. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Aspectos fundamentais de planejamento energético**. Rio de Janeiro: EPE; ADENE, 2005. Acesso em: 5 mai. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 17 mai. 2026

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 15 mai. 2026

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **PDE 2035: parâmetros de custos da geração e transmissão**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/PDE%202035_Caderno%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos_rev10.11.25.pdf. Acesso em: 5 jul. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Aspectos fundamentais de planejamento energético**. Rio de Janeiro: EPE, 2005. 32 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Painel de dados de micro e minigeração distribuída (PDGD)**. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 17 mai. 2026

FITNESS BRASIL. **Panorama Setorial Fitness Brasil**: 4ª edição. São Paulo: Fitness Brasil, 2025.

GERHARDT, Tatiana Engel; SILVEIRA, Denise Tolfo (org.). **Métodos de pesquisa**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009.

GREENER. **Estudo estratégico: geração distribuída: mercado fotovoltaico**: referente ao 1º semestre de 2024. São Paulo: Greener, ago. 2024. 50 p.

GUTIERREZ, Maria Bernadete G. P. Sarmiento. **Energia e sustentabilidade no Brasil: desafios e perspectivas num contexto de transição energética**. Rio de Janeiro: Ipea, 2025. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/>. Acesso em: 5 de mai. 2026.

HOMER ENERGY. **Net present cost**. HOMER Pro 3.16 Documentation. [S. l.]: HOMER Energy by UL, 2023. Disponível em: https://homerenergy.com/products/pro/docs/latest/net_present_cost.html. Acesso em: 5 maio 2026.

INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA (INCRA). **Relatório de Análise de Mercado de Terras (RAMT) e Planilha de Preços Referenciais (PPR): Minas Gerais 2022**. Brasília: INCRA, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/relatorio-de-analise-de-mercados-de-terras>. Acesso em: 30 mai. 2026.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE [IPCC]. **Climate Change 2023: synthesis report**. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva: IPCC, 2023. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> Acesso em: 5 jul. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **Electricity 2024: analysis and forecast to 2026**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>. Acesso em: 5 jul. 2026.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2024**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025. 220 p.

LAN, X.; TANS, P.; THONING, K. W. **Trends in globally-averaged CO2 determined from NOAA Global Monitoring Laboratory measurements**. Boulder, CO: NOAA, 2026. Disponível em: <https://doi.org/10.15138/9N0H-ZH07>. Acesso em: 15 jul. 2026.

MAGALHÃES, Thailys Campos; CUNHA, Miryam Torres dos Santos; MORENO, Tertuliano Ferreira; MOURA, Ana Carolina de Santana; MORENO, Camyla Ferreira. Estudo de eficiência energética em uma academia: uma análise dos cenários. In:

CONGRESSO INTERNACIONAL DA ENGENHARIA MECÂNICA E INDUSTRIAL, 20., 2020. **Anais [...]**. [S. l.]: FENEMI, 2020.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil: ano-base 2023**. Brasília: MCTI, Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE), 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>. Acesso em: 27 mai. 2026

NOGIRI, Thiago Goya. **Análise de eficiência energética em academias**. 2018. 57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS [ONU]. **Transformando nosso mundo: a Agenda 2030 para o desenvolvimento sustentável**. Nova York: ONU, 2015. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 5 jul. 2026.

PALÁCIO, Clarissa. **Wellness em alta, saúde mental em baixa: o paradoxo por trás do mercado de bem-estar**. Forbes Brasil, 21 jan. 2025. Disponível em: <https://forbes.com.br/forbes-life/2025/01/wellness-em-alta-saude-mental-em-baixa-o-paradoxo-por-tras-do-mercado-de-bem-estar/>. Acesso em: 13 jul. 2026.

PERAZZOLI, D. L.; GOBBI, E. F.; TIEPOLO, G. M. Proposta de critérios norteadores e requisitos mínimos para licenciamento ambiental de usinas fotovoltaicas no Brasil. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 249-259, mar./abr. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S1413-41522020187883>. Acesso em: 1 jun. 2026.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 10 mai. 2026.

REIS, Ruibran Januário dos; TIBA, Chigueru (org.). **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais: volume II**. Belo Horizonte: Futura Express, 2016.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS [SEBRAE]. **Como usar a energia a favor do meu negócio**: Academias de ginástica. Brasília, DF: SEBRAE, 2021.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Estera Muszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. 4. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno (coord.). **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p.

VIANA, Augusto Nelson Carvalho (*et al.*). **Conservação de energia**: eficiência energética de equipamentos e sistemas. Rio de Janeiro: Eletrobras/PROCEL, 2006.