

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO
ESTADO DE MINAS GERAIS**

MAYRA LUCY GUIMARÃES CASTRO DE SANTANA

PECEGE (PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO DE EMPRESAS)

JULIANO AUGUSTO ORSI DE ARAUJO

UNIVERSIDADE IBIRAPUERA (UNIB)

VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO ESTADO DE MINAS GERAIS

1. INTRODUÇÃO

No Brasil o preço da energia elétrica pago pelos consumidores regulados cresce anualmente, muitas vezes a taxas maiores que a inflação. Neste cenário, uma solução cada vez mais empregada pelos consumidores com o objetivo reduzir o preço pago pela energia é o investimento em projetos de geração distribuída de energia solar. Projetos de geração distribuída são capazes de compensar 100% da tarifa de energia paga às distribuidoras de energia, gerando uma economia imediata aos consumidores detentores do projeto de geração solar. Neste sentido, este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade financeira da implantação de um projeto de geração solar de 1 MW de potência instalada, localizado no estado de Minas Gerais, na modalidade de geração compartilhada e conexão na distribuidora CEMIG. Os métodos de análise de viabilidade empregados foram o VPL, TIR e payback simples. Como resultado foi obtido valores de TIR e VPL positivos e bastante atraentes, com payback do projeto em 4 anos.

2. CONTEXTO INVESTIGADO

O mercado de energia brasileiro é dividido em dois ambientes de contratação distintos: o Ambiente de Contratação Livre [ACL] e o Ambiente de Contratação Regulado [ACR].

São aptos a participação do ACL aqueles consumidores que possuem carga mínima de 500 kW, conforme o estabelecido na Lei nº 9.427/1996. Neste ambiente o consumidor é livre para negociar diretamente com o produtor de energia o preço que pagará por tal insumo, pagando à distribuidora a qual é conectado apenas o custo relacionado ao uso do sistema de distribuição. De acordo com dados do relatório Infomercado Mensal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [CCEE] este mercado representou cerca de 34% do consumo brasileiro no ano de 2021.

Já no ACR são atendidos os consumidores não aptos à migração para o ACL. Neste caso, a distribuidora a qual o consumidor é conectado é responsável por adquirir a energia elétrica para seu atendimento por meio de leilões organizados pelo Governo.

3. DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO-PROBLEMA

Ademais, o preço pago por tal energia e pelos demais custos embutidos na tarifa de energia elétrica são regulados e calculados anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Conforme demonstrado no Gráfico 2 a tarifa média de energia do Brasil cresce anualmente, muitas vezes com reajustes maiores que a inflação.

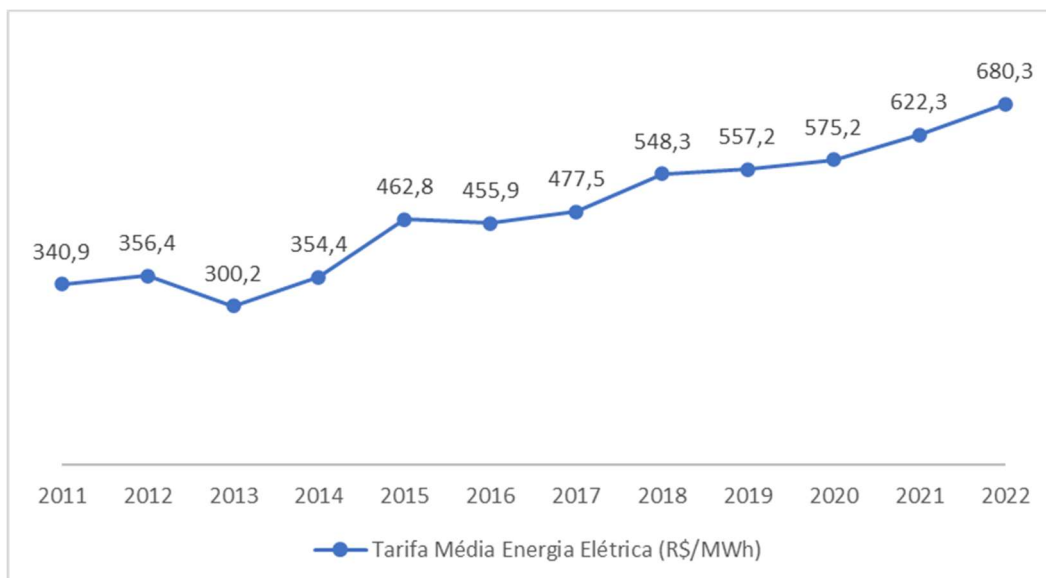


Gráfico 1 - Tarifa Média de Energia do Brasil

Fonte: ANEEL (2022)

Neste cenário de altas tarifas de energia uma solução que tem ganhado cada vez mais espaço e aderentes é a Micro e Mini Geração Distribuída [GD], configuração que representa hoje no Brasil cerca de 13 GW de potência instalada (ANEEL, 2022). Esta solução permite que o consumidor produza sua própria energia elétrica por meio da instalação de geradores de energia de pequeno porte que utilizam fontes renováveis (como solar e eólica, por exemplo). Em contrapartida, o consumidor que possui GD têm como benefício a isenção quase total dos custos relacionados ao custo da energia elétrica, conforme definido na Lei nº 14.300/2022.

O sistema de GD foi regulamentado inicialmente pela ANEEL em 2012, por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse mecanismo permite que eventual energia elétrica excedente produzida pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e transformada em crédito financeiro que poderá ser utilizada, posteriormente, para abater consumo futuro que não pôde ser atendido por geração autoproduzida.

A utilização deste mecanismo de compensação está condicionada ao atendimento de dois principais critérios. O primeiro estabelece que a micro/mini GD e o consumidor/conjunto de consumidores estejam conectados na mesma distribuidora de energia (mesma área de concessão). Já o segundo critério diz respeito a titularidade dos ativos de consumo e geração que, neste caso, deve ser a mesma.

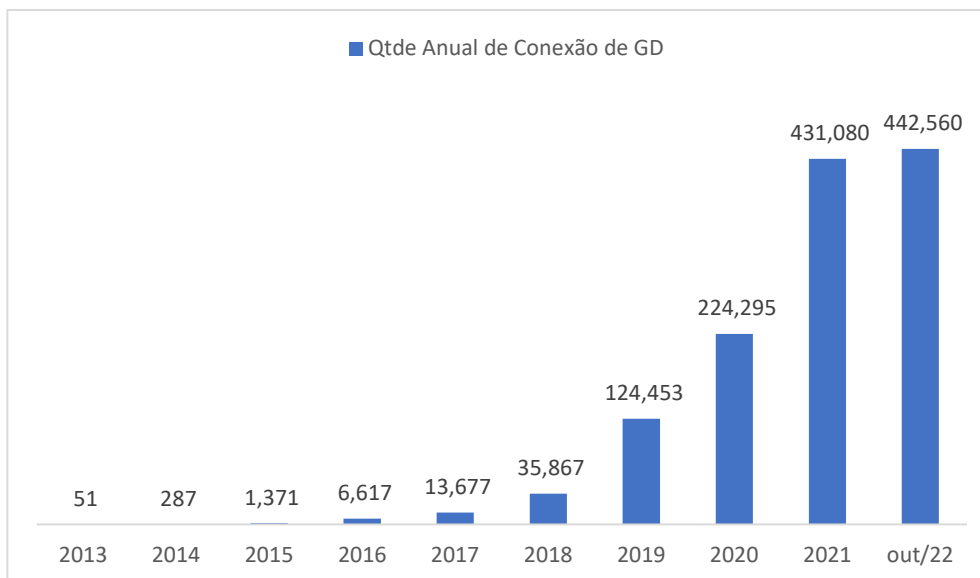


Gráfico 2 - Quantidade de Conexões de GD registradas na ANEEL

Fonte: ANEEL (2022)

No início de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300 de 2022 que representa um novo marco legal para a Geração Distribuída. Uma das principais mudanças trazidas por esta lei está justamente no tamanho da isenção dado ao consumidor que possui GD que passará a ser apenas sobre a parcela da tarifa que representa o custo da energia (também chamada Tarifa de Energia) que representa cerca de 35% do custo da fatura mensal dos consumidores (ANEEL, 2022).

Entretanto, tal Lei estabeleceu um período de transição de 18 meses – período no qual a regra anterior a publicação da Lei (isenção total dos custos da fatura) continuará sendo aplicada aos consumidores que aderirem ao sistema de GD.

Neste cenário, o objetivo deste trabalho é realizar uma análise de viabilidade financeira de um projeto de geração distribuída de energia solar considerando a aplicação das regras de transição estabelecida no Marco Legal de GD, ou seja, isenção total dos custos de energia aos consumidores.

4. INTERVENÇÃO PROPOSTA

De acordo com a regulamentação estabelecida pela ANEEL (ANEEL, 2022) podem ser classificados como geração distribuída aqueles projetos de geração de energia elétrica que utilizem como combustível fontes renováveis (como solar, eólica, biomassa e hidráulica) ou de cogeração qualificada e que tenham um limite máximo de potência elétrica instalada igual a 5 MW.

Neste modelo a utilização da energia produzida é contabilizada dentro do Sistema de Compensação de Energia Elétrica [SCEE] (ANEEL, 2016). Neste sistema a energia excedente gerada pela usina que não for consumida pela unidade consumidora pode ser injetada na rede de distribuição de energia, sendo transformada em uma espécie de crédito que poderá ser posteriormente utilizado para abater o consumo excedente nas faturas dos meses seguintes. Cada crédito gerado possui prazo de validade de 60 meses.

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar os créditos gerados em sua usina em outras unidades consumidoras de sua mesma titularidade que sejam conectadas na mesma companhia de distribuição, mesmo que a usina não esteja fisicamente no mesmo local onde o consumo foi realizado.

Neste contexto, são quatro as configurações de geração distribuída possíveis e regulamentadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012:

- a) GD junto à carga: situação em que a usina e as unidades consumidoras estão no mesmo local, sendo a energia produzida consumida no próprio local;
- b) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: modelo em que a usina e o conjunto de consumidores estão localizados no mesmo local ou propriedade, como por exemplo, condomínios residenciais. Neste caso, a energia gerada pela usina é dividida entre as unidades consumidoras de acordo com o estabelecido pelos agentes.
- c) Autoconsumo remoto: a usina e as unidades consumidoras estão localizadas em locais físicos distintos, entretanto conectadas na mesma distribuidora. Neste modelo, usina e carga pertencem a mesma pessoa jurídica ou pessoa física que consegue utilizar os créditos gerados pela usina para abatimento do consumo de suas unidades consumidoras.
- d) Geração compartilhada: a usina e as unidades consumidoras estão localizadas em locais diferentes, entretanto conectadas na mesma distribuidora de energia. Neste caso, as unidades consumidoras são unidas em consórcio ou cooperativa que investem, em conjunto, em um sistema de GD. Os créditos gerados pela usina são distribuídos entre os consumidores do consórcio. Este modelo está esquematizado na Figura 1.

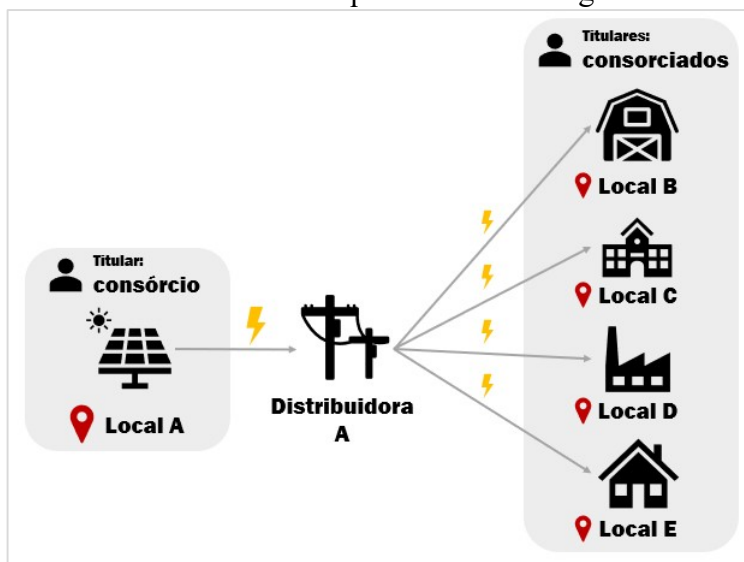


Figura 1 - Esquemático do modelo de geração compartilhada
 Fonte: Dados originais da pesquisa

O projeto de GD hipotético cuja viabilidade financeira será analisada neste trabalho será um de geração solar fotovoltaica de 1,0 MW de potência instalada, localizado no estado de Minas Gerais.

No cenário analisado um investidor estuda instalar a usina em terreno próprio. A comercialização da energia produzida será realizada na modalidade de GD compartilhada por meio da formação de um consórcio com diversas unidades consumidoras conectadas na Companhia Energética de Minas Gerais [CEMIG]. Conforme demonstrado na Figura 2 a CEMIG é a distribuidora de energia que detêm a concessão da maior parcela territorial do estado de Minas Gerais.



Figura 2 - Mapa das distribuidoras com concessão no Estado de Minas Gerais
Fonte: ANEEL (2022)

A seguir serão detalhados as premissas e métodos adotados para o desenvolvimento da análise proposta neste trabalho.

4.1 Métodos de análise de investimento

A decisão por um investimento está relacionada a escolha da destinação de aplicação financeira dada a determinado recurso financeiro levando em consideração uma relação entre o risco e o retorno esperado (Storto, 2016).

Neste contexto, a análise de investimento é um importante instrumento que possui diversas técnicas de comparação entre os resultados analisados para auxílio na tomada de decisão de forma científica. Além disso, as análises de investimento podem ser aplicadas tanto para comparação e escolha da melhor alternativa de investimento entre duas ou mais alternativas, assim como pode ser aplicada para analisar o interesse na implantação de um único investimento (Veras, 2001).

Na análise realizada neste trabalho serão aplicados três métodos de análise de indicadores de viabilidade de investimento, sendo eles: Valor Presente Líquido [VPL], Taxa Interna de Retorno [TIR] e Payback.

De acordo com Veras (2001) o método de VPL consiste no cálculo do valor presente líquido do fluxo de caixa de determinado investimento realizado, considerando todos os seus saldos de entrada e saída. Para trazer tais valores à valor presente deve ser considerado uma taxa mínima de atratividade do investimento, ou seja, o retorno mínimo esperado pelo investidor. Neste caso tal retorno mínimo pode ser representado pela taxa do empréstimo ou, até mesmo, pelo custo de oportunidade de um investimento em comparação com outro.

Já a TIR representa a taxa de juros na qual o valor presente dos recebimentos dos projetos é igual ao valor presente dos reembolsos. De acordo com Oliveira (1982) a TIR representa a taxa de desconto que torna o valor dos futuros lucros em valor equivalente aos gastos realizados no projeto, caracterizando-se como uma espécie de taxa de remuneração esperada para o capital investido.

Por último, temos o Payback que é um método utilizado para identificar o tempo necessário para se recuperar o investimento inicial (Veras, 2001). Ele pode ser calculado de duas maneiras. A primeira é não trazendo os valores dos períodos futuros para o presente,

chamada de Payback Simples. A segunda maneira é chamada Payback descontado onde os valores futuros são trazidos para o presente, utilizando para tanto uma taxa de desconto.

4.2 Geração Solar e Fator de Capacidade

A produção de energia de energia solar fotovoltaica depende de diversos fatores sendo os principais resultantes da irradiação e insolação solar da região de interesse. Além desses dois fatores existem outros fatores secundários como a irradiação refletida e albedo, reflexão da superfície do painel, temperatura e ventos ambiente, eficiência dos sistemas de conversão entre outros fatores (Costa et al., 2018).

De acordo com os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar o Brasil possui altos níveis de irradiação solar com baixa variabilidade mensal em especial a região do Nordeste e Sudeste, sendo um dos países com maior potencial para este tipo de tecnologia.

Ademais, outro dado importante ao se analisar projetos de geração de energia elétrica diz respeito ao fator de capacidade de determinada tecnologia. O fator de capacidade é uma medida que traduz a eficiência de produção de uma usina representada pela razão entre a energia elétrica efetivamente produzida e a capacidade unitária de geração de energia (Dantas, 2013).

Neste contexto, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico [ONS], é demonstrado no Gráfico 3 o perfil médio de geração e o fator de capacidade dos últimos 5 anos das usinas fotovoltaicas instaladas no estado de Minas Gerais

Esse perfil de geração e fator de capacidade médio (24,8%) serão utilizados como premissas na análise de viabilidade do estudo de caso deste projeto.

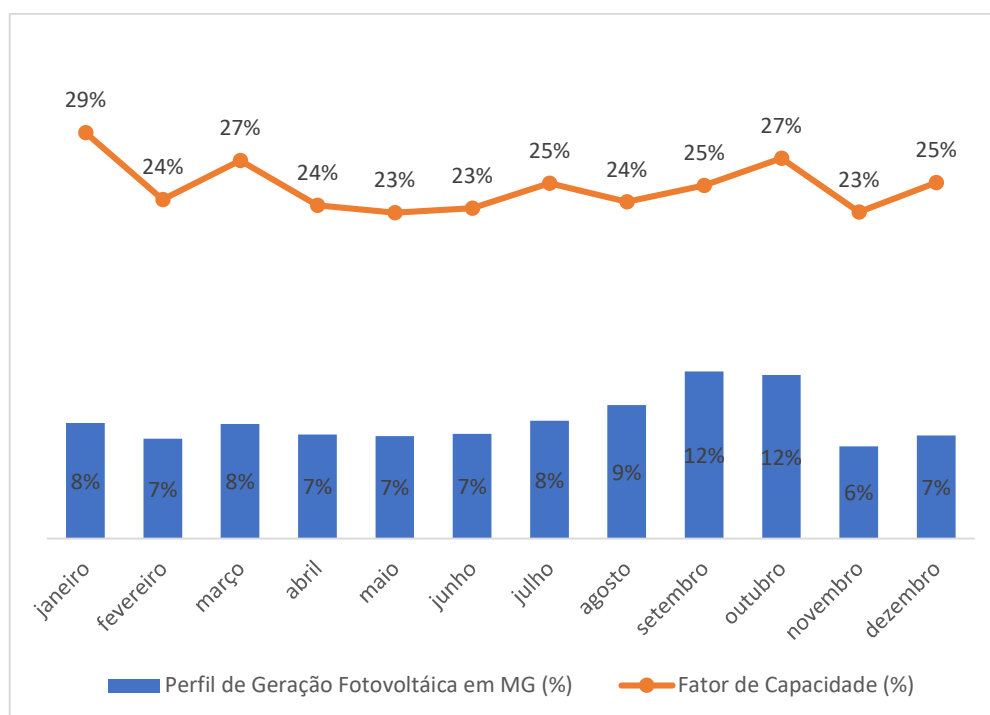


Gráfico 3 - Perfil de Geração e Fator de Capacidade de usinas fotovoltaicas em Minas Gerais
Fonte: ONS (2022)

Além disso, de acordo com a Greener (2022), a média da Taxa Equivalente de Indisponibilidades Forçadas [TEIF] de usinas solares é de 1,5% horas ao ano e a Taxa de Indisponibilidade Programada [IP] é de 0,5% horas ao ano. Ambos os valores estão sendo adotadas como premissas para cálculo da geração de energia produzida pelo projeto de GD analisado.

Por último, em termos de vida útil dos equipamentos, está sendo adotada o período de 30 anos – conforme o indicado pela Empresa de Pesquisa Energética [EPE] (2022).

5. RESULTADOS OBTIDOS

5.1 CAPEX e OPEX

De acordo com dados obtidos da consultoria Grenner (2022), empresa especializada no setor de GD, assim como nos dados utilizados pela EPE no desenvolvimento do Planejamento Decenal de Expansão de 2031, podem ser utilizados como referência de custos de CAPEX e OPEX de um projeto de GD de 1 MW os valores indicados nas Tabela 1 e Tabela 2, com data base em outubro/2022, sendo os mesmos utilizados como premissa no estudo de caso deste projeto considerando atualização monetária pelo IPCA.

Tabela 1 - Premissas de CAPEX

Capex	[% Capex]	[R\$ mil]
Projetos e Modulação Técnica	4%	168
Materiais e Equipamentos	66%	2.560
Obra Civil e Mão de Obra	25%	1.260
Seguros e Despesas Legais	0,9%	42
Custo de Interligação + Obras	4%	168
Total		4.198

Fonte: EPE (2022) e Greener (2022, acesse em greener.com.br)

Tabela 2 - Premissas de OPEX

OPEX	[% Capex]	[R\$ mil/ano]
O&M	1,5%	62
SG&A	0,9%	37
Leasing	0,3%	11
Seguros	0,01%	0,33

Fonte: EPE (2022) e Greener (2022, acesse em greener.com.br)

Além disso, será adotado como prazo de desenvolvimento do projeto de GD avaliado (contando de sua avaliação até o início da operação comercial da usina) o valor de 27 meses (Greener, 2022), sendo o cronograma de investimento o indicado na Tabela 3.

Tabela 3 - Cronograma de Construção do Projeto Avaliado

Marco	Cronograma
Início da Avaliação do Projeto	out-22
Início da Construção	nov-22
Início das Operações	set-23

Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

5.2 Receitas

De acordo com a regulamentação da ANEEL, estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária [PRORET], a tarifa de energia paga pelos consumidores regulados (aqueles presentes no ACR) é composta, basicamente, por quatro parcelas:

i. Tarifa de Energia [TE]: representa o custo da energia adquirida pelas distribuidoras para atendimento de seus mercados;

ii. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão [TUSD/T]: representa o custo relativo à disponibilidade da rede elétrica, paga diretamente às distribuidoras e transmissoras de energia de modo a remunerar pela operação e manutenção da rede.

iii. Encargos Setoriais: encargos especificamente cobrados via tarifa de energia, instituídos por Lei, que tem como objetivo financiar necessidades específicas do setor. São exemplos de encargos setoriais Conta de Consumo de Combustíveis [CCC], Conta de Desenvolvimento Energética [CDE], Encargo de Segurança do Sistema [ESS], Programa de Incentivo às Fontes Alternativas [PROINFA], entre outros.

iv. Impostos: os tributos aplicáveis a tarifa de energia são o PIS, COFINS e ICMS.

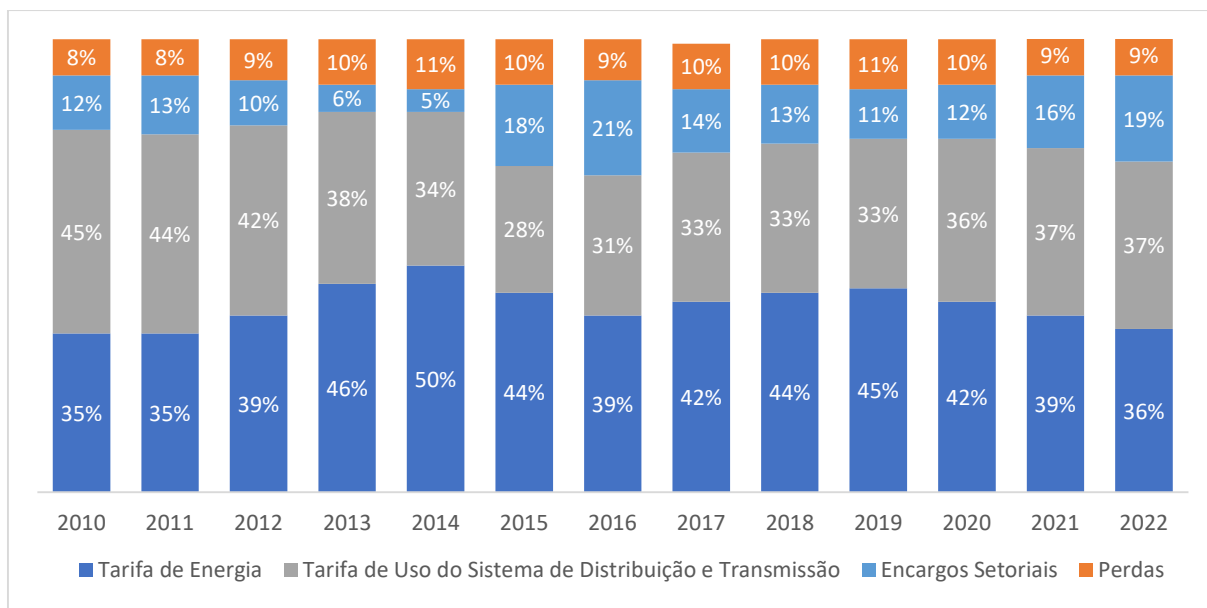


Gráfico 4 - Participação de cada parcela na formação da tarifa de energia

Fonte: ANEEL (2022)

As tarifas de energia são calculadas anualmente pela ANEEL, seguindo os procedimentos estabelecidos no PRORET, sendo publicadas por meio de Resolução Homologatória [REH]. Especificamente para a CEMIG, as tarifas atualmente em vigor são válidas até maio de 2023 e foram publicadas pela ANEEL por meio da REH ANEEL 3.046/2022.

Para o estudo de caso foco deste projeto será assumido que os consumidores participantes do consórcio do modelo de geração compartilhada farão parte do Grupo B (baixa tensão), modalidade convencional e demais classes. As tarifas aplicadas pela CEMIG para esses consumidores são demonstradas na Tabela 3, sendo este os valores assumidos no estudo de caso deste projeto – considerando uma atualização anual pelo IPCA.

Tabela 4 - Tarifas aplicadas à CEMIG para o período de maio-22 a maio-23

Grupo	Subgrupo	Modalidade	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
B	B3	Demais Classes	409,13	244,00
		Tarifa Geração	9,45	-

Fonte: ANEEL (2022)

Além disso, no modelo de negócio do estudo de caso deste projeto, o desenvolvedor irá construir o ativo de GD solar e “alugará” uma parcela do ativo aos consumidores que desejam ter acesso ao benefício da GD, sendo que tais consumidores deverão fazer parte de um

consórcio. Neste modelo, é oferecido ao consumidor um desconto garantido mínimo em sua fatura de energia que varia de 10% a 25%, sendo pago ao gerador o preço da tarifa de energia pago à concessionária local com a aplicação do desconto pré-estabelecido. Neste trabalho será assumido como premissa de desconto o valor de 16% que é a média praticada pelo mercado, como demonstrado na Figura 3, sendo um período contratual de 30 anos.



Figura 3 - Benchmark do desconto oferecido ao consumidor final nos modelos de Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada
Fonte: Greener (2022)

5.3 Tributos, Custo de Capital e Premissas Macroeconômicas

Incidem sobre a fatura de energia os impostos relacionados ao Programa de Integração Social [PIS], Contribuição para Financiamento da Seguridade Social [COFINS] e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços [ICMS], sendo que os seguintes valores estão sendo considerados na análise realizada neste trabalho:

Tabela 5 - Alíquotas de Impostos aplicados

Imposto	Alíquota
ICMS	17%
PIS	1%
COFINS	4%

Fonte: Dados originais da pesquisa

Ademais, vale destacar que o estado de Minas Gerais possui um benefício fiscal voltado para o setor de energia solar de GD que isenta as unidades consumidoras aderentes ao SCEE do pagamento ICMS na parcela da energia elétrica compensada para empreendimento de até 5 MW de potência instalada. Tal benefício é previsto na Lei Estadual nº 22.549/2017.

Sobre o regime tributário do projeto em análise será adotado o regime de tributação de Lucro Presumido. Ainda, valores de CAPEX, OPEX e tarifas de distribuição serão ajustados anualmente pela variação do IPCA – cujo índice anual é demonstrado na Tabela 5.

Tabela 6 - Projeção de IPCA

Ano	2022	2023	2024	Longo prazo
IPCA (a.a)	6,29%	5,30%	2,95%	3,00%

Fonte: Santander (2022)

Por último, as seguintes premissas serão utilizadas para o cálculo do custo de capital do investidor do projeto.

Tabela 7 - Índices utilizados para cálculo do custo do capital do investidor

Índice	Valor
Taxa livre de Risco ¹	2,6%
Prêmio de Risco Brasil ²	3,2%
Prêmio de Risco do Equity ³	6,4%
Beta (β) ⁴	48,5%
Inflação EUA ⁵	2,6%
Inflação Brasil ⁶	3,2%

Fonte: (1) U.S. Department of the Treasury (abril, 2022), sendo utilizado a média do histórico de 365 dias; (2) IPEA (abril, 2022) baseado na metodologia Emergin Markets Bond Index [EMBI], sendo utilizado a média do histórico de 365 dias; (3) Ibbotson SBBI Valuation Yearbook (2022), sendo adotado o prêmio de risco de mercado baseado na taxa de retorno de longo prazo da S&P 500 e US Bonds entre 1926 e 2021; (4) B3 (agosto, 2022), valor de β referente a 60 meses, tendo como referência as seguintes companhias de energia listadas em bolsa: AES Brasil, Auren Energia (CESP), Engie Brasil, Omega Geração, Eletrobras; (5) Santander (maio, 2022), sendo o valor de referência o CPI de Longo Prazo; (6) Santander (maio, 2022), sendo o valor de referência o IPCA de Longo Prazo.

5.4 Análise do Projeto

Considerando as premissas descritas na seção anterior foram construídos o Demonstrativo de Resultados [DRE] e o Fluxo de Caixa do Projeto de GD, demonstrados nas tabelas 9 e 10. A receita bruta estimada para o projeto pode ser observada no Gráfico 5, enquanto o fluxo de caixa pode ser observado no Gráfico 6.

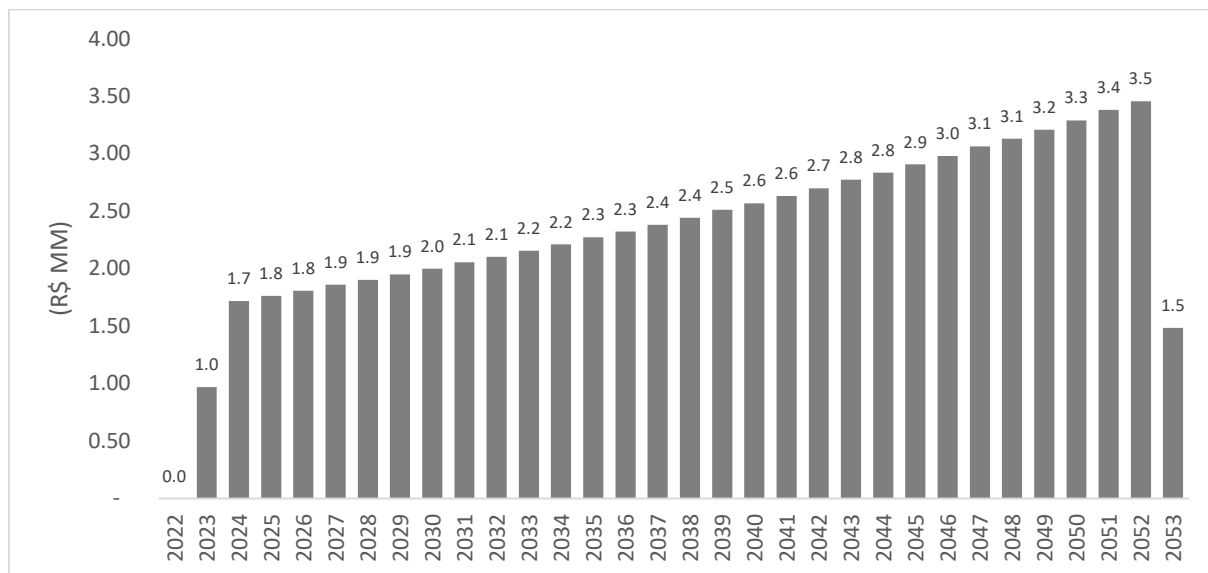


Gráfico 1 - Receita Bruta Estimada do Projeto

Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

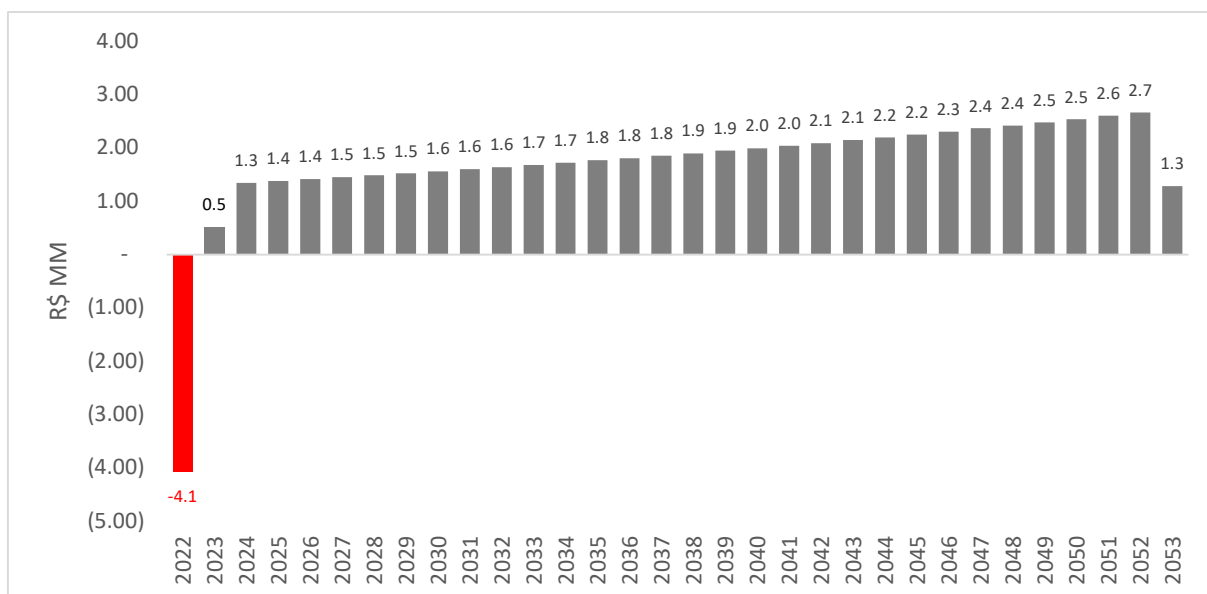


Gráfico 2 - Fluxo de Caixa do Projeto
 Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

Com base neste fluxo de caixa foram calculados da TIR, o VPL e o back simples do projeto, demonstrados na Tabela 8.

Tabela 8 - Resultados dos métodos de análise de investimento aplicados

Método	Resultado
TIR	31,4%
VPL	11.410
Payback Simples (anos)	4

Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

A seguir é detalhado o Demonstrativo de Resultado obtido para o projeto em análise neste trabalho:

Tabela 9 - Demonstrativo de Resultado Projetado

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Receita Bruta	0	967	1.717	1.762	1.807	1.859	1.901	1.949
(-) Deduções	0	-45	-80	-82	-84	-86	-88	-91
Receita Líquida	0	922	1.637	1.680	1.723	1.772	1.812	1.858
(-) Custos e Despesas operacionais	0	-74	-129	-133	-136	-140	-144	-148
(-) Depreciação e Amortização	0	-83	-142	-142	-142	-142	-142	-142
Lucro Operacional antes do IR	0	765	1.366	1.406	1.445	1.490	1.526	1.568
(-) Imposto de renda e contr. social	0	-91	-163	-168	-173	-178	-183	-188
Lucro Líquido	0	674	1.203	1.238	1.272	1.312	1.343	1.380

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Receita Bruta	1.998	2.055	2.101	2.155	2.209	2.272	2.323	2.381
(-) Deduções	-93	-96	-98	-100	-103	-106	-108	-111
Receita Líquida	1.906	1.960	2.004	2.055	2.107	2.166	2.215	2.271

(-) Custos e Despesas operacionais	-152	-156	-160	-165	-169	-174	-179	-184
(-) Depreciação e Amortização	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-142
Lucro Operacional antes do IR	1.612	1.662	1.701	1.748	1.795	1.850	1.894	1.945
(-) Imposto de renda e contr. social	-193	-200	-205	-210	-216	-223	-229	-235
Lucro Líquido	1.418	1.462	1.497	1.537	1.579	1.627	1.665	1.710

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Receita Bruta	2.442	2.511	2.566	2.631	2.697	2.774	2.835	2.906
(-) Deduções	-114	-117	-119	-122	-125	-129	-132	-135
Receita Líquida	2.328	2.394	2.447	2.509	2.572	2.645	2.703	2.771
(-) Custos e Despesas operacionais	-189	-194	-200	-205	-211	-217	-223	-229
(-) Depreciação e Amortização	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-142
Lucro Operacional antes do IR	1.997	2.058	2.106	2.162	2.219	2.286	2.338	2.400
(-) Imposto de renda e contr. social	-242	-249	-255	-262	-269	-278	-284	-292
Lucro Líquido	1.756	1.809	1.850	1.899	1.950	2.008	2.054	2.108

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Receita Bruta	2.979	3.063	3.130	3.209	3.289	3.381	3.455	1.482
(-) Deduções	-139	-142	-146	-149	-153	-157	-161	-69
Receita Líquida	2.841	2.920	2.985	3.059	3.136	3.224	3.294	1.413
(-) Custos e Despesas operacionais	-236	-242	-249	-256	-264	-271	-279	-118
(-) Depreciação e Amortização	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-142	-59
Lucro Operacional antes do IR	2.463	2.536	2.593	2.661	2.730	2.811	2.874	1.237
(-) Imposto de renda e contr. social	-300	-309	-317	-325	-334	-344	-352	-151
Lucro Líquido	2.163	2.227	2.277	2.336	2.396	2.467	2.522	1.085

Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

Abaixo é detalhado o Fluxo de Caixa obtido para o projeto em análise neste trabalho:

Tabela 10 - Fluxo de Caixa do Projeto

FLUXO DE CAIXA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Lucro Operacional	0	765	1.366	1.406	1.445	1.490	1.526	1.568
(-) Deduções Competência	0	45	80	82	84	86	88	91
(+) Deduções Caixa	0	-45	-80	-82	-84	-86	-88	-91
(+) Depreciação e Amortização	0	83	142	142	142	142	142	142
EBITDA	0	848	1.508	1.547	1.587	1.632	1.668	1.710
(+/-) Variação no capital de giro	0	-71	-3	-2	-2	-2	-2	-2
(-) Imposto de renda e contribuição social	0	-91	-163	-168	-173	-178	-183	-188
Fluxo de Caixa Operacional	0	686	1.343	1.378	1.412	1.452	1.484	1.521
Fluxo de Caixa de Investimentos	-4.084	-173	0	0	0	0	0	0

FLUXO DE CAIXA	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Lucro Operacional	1.612	1.662	1.701	1.748	1.795	1.850	1.894	1.945
(-) Deduções Competência	93	96	98	100	103	106	108	111

(+) Deduções Caixa	-93	-96	-98	-100	-103	-106	-108	-111
(+) Depreciação e Amortização	142	142	142	142	142	142	142	142
EBITDA	1.754	1.804	1.843	1.890	1.937	1.992	2.036	2.087
(+/-) Variação no capital de giro	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
(-) Imposto de renda e contribuição social	-193	-200	-205	-210	-216	-223	-229	-235
Fluxo de Caixa Operacional	1.558	1.602	1.637	1.677	1.719	1.767	1.805	1.850
Fluxo de Caixa de Investimentos	0	0	0	0	0	0	0	0
<hr/>								
FLUXO DE CAIXA	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Lucro Operacional	1.997	2.058	2.106	2.162	2.219	2.286	2.338	2.400
(-) Deduções Competência	114	117	119	122	125	129	132	135
(+) Deduções Caixa	-114	-117	-119	-122	-125	-129	-132	-135
(+) Depreciação e Amortização	142	142	142	142	142	142	142	142
EBITDA	2.139	2.200	2.248	2.304	2.361	2.428	2.480	2.542
(+/-) Variação no capital de giro	-2	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3
(-) Imposto de renda e contribuição social	-242	-249	-255	-262	-269	-278	-284	-292
Fluxo de Caixa Operacional	1.895	1.948	1.990	2.039	2.089	2.147	2.193	2.247
Fluxo de Caixa de Investimentos	0	0	0	0	0	0	0	0
<hr/>								
FLUXO DE CAIXA	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Lucro Operacional	2.463	2.536	2.593	2.661	2.730	2.811	2.874	1.237
(-) Deduções Competência	139	142	146	149	153	157	161	69
(+) Deduções Caixa	-139	-142	-146	-149	-153	-157	-161	-69
(+) Depreciação e Amortização	142	142	142	142	142	142	142	59
EBITDA	2.605	2.678	2.735	2.803	2.872	2.953	3.015	1.296
(+/-) Variação no capital de giro	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	139
(-) Imposto de renda e contribuição social	-300	-309	-317	-325	-334	-344	-352	-151
Fluxo de Caixa Operacional	2.302	2.366	2.416	2.475	2.535	2.606	2.660	1.284
Fluxo de Caixa de Investimentos	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Dados originais da pesquisa (2022)

6. CONTRIBUIÇÃO TECNOLÓGICA-SOCIAL

O presente trabalho teve como objetivo calcular a viabilidade financeira de um projeto de geração de energia solar de 1 MW de potência instalada, no modelo de Geração Distribuída, a ser instalado no estado de Minas Gerais e conectado na distribuidora CEMIG.

Para tanto, foram colhidas informações acerca das premissas de receita, OPEX e CAPEX necessários à construção do modelo financeiro, além de ter sido adotado como premissa de recurso o cenário onde o capital investido será 100% do investidor.

Ademais, foram utilizadas para fins de cálculo de viabilidade financeira os métodos de VPL, TIR e payback simples.

Considerando as projeções de fluxo de caixa e demonstrativos de resultado foi possível verificar que o investimento analisado possui viabilidade econômica, com TIR e VPL positivos e bastantes atraentes.

Dada a eminente necessidade e busca por fontes de energias renováveis, o projeto traz contribuições tecnológico-sociais sobretudo sob a ótica financeira, demonstrando que é algo viável e que traz, além de benefícios ambientais, aumento no resultado econômico e geração de fluxo de caixa no longo prazo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Componentes da tarifa residencial. 2022. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTlInmMtNTA5NTYxODdhYTkyZiwiZCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 12 out. 2022.
- ASSAF NETO, A. 2014. Finanças corporativas e valor. 7ed. Atlas, São Paulo, SP, Brasil.
- ASSAF NETO, A. 2016. Matemática Financeira e Suas Aplicações. 13 ed. Editora Atlas, São Paulo, SP, Brasil.
- ASSAF NETO, A; LIMA, F. G. 2014. Curso de administração financeira. 3 ed. Editora Atlas, São Paulo, SP, Brasil.
- AZEVEDO, Rômulo de Oliveira. ANÁLISE DE FATORES DETERMINANTES NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM ENERGIA SOLAR E EÓLICA. 2020. 111 f. Monografia (Especialização) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2020. Disponível em: https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/22669/1/R%C3%B4muloDeOliveiraAzev%C3%AAdo_Dissert.pdf. Acesso em: 12 set. 2022.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União, 07 jan. 2022.
- BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Diário Oficial da União, 27 dez. 1996.
- BRUNI, A. L. 2012. Gestão de custos e formação de preços: com aplicações na calculadora hp 12c e Excel. 6ed. Editora Atlas, São Paulo, SP, Brasil.
- CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/conteudo-educativo/cartilhas-educativas>. Acesso em: 10 set. 2022.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Informercado Mensal. São Paulo: Ccee, 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/InfoMercado-mensal_dez_21_174.pdf/2e8e54ac-48c0-067f-ddd1-03175577b7e4. Acesso em: 12 out. 2022.
- COSTA, André Moura Gomes da et al. MAPEAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL – UMA ABORDAGEM PRELIMINAR. Revista Brasileira de Energia Solar, S.L., v. 9, n. 9, p. 30-40, jun. 2018. Disponível em: <https://rbens.org.br/rbens/article/view/232/190>. Acesso em: 13 set. 2022.
- DANTAS, E. M. UM ESTUDO DO FATOR DE CAPACIDADE EM USINAS EÓLICAS. 2013. 78 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2013. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/bitstream/riufcg/18283/1/ELSON%20MARTINS%20DANTAS%20-%20TCC%20ENG.%20EL%3%89TRICA%202013.pdf>. Acesso em: 13 set. 2022.
- DASSI, Jonatan Antonio et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. In: XXII CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 2015, Foz do Iguaçu. Anais Foz do Iguaçu: Abc - Associação Brasileira de Custos, 2015. p. 1-16. Disponível em: <https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/3924>. Acesso em: 10 set. 2022.

- LUCHESES, Giovanni dos Reis. ESTUDO DE CASO ACERCA DA UTILIZAÇÃO DE MÉTRICAS DE GESTÃO BASEADA EM VALOR NA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO FINANCEIRA DE PROJETOS DE INVESTIMENTO. 2011. 82 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/9902/Disserta%3%a7%3%a3o_Vfinal.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 10 set. 2022.
- OLIVEIRA, J. A. N. Engenharia econômica: uma abordagem as decisões de investimento. São Paulo: McGraw-Hill, 1982
- SOUZA JÚNIOR, Alberto Jorge de et al. Energia solar em organizações militares: uma análise da viabilidade econômico-financeira. Navus Revista de Gestão e Tecnologia, Florianópolis, v. 9, n. 1, p. 63-73, mar. 2019. Disponível em: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6815300>. Acesso em: 10 set. 2022.
- STORTO, Fernando Machado. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA SISTEMAS DE MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA. 2016. 26 f. TCC (Graduação) - Curso de Mba em Gestão Estratégica de Negócios, Universidade São Francisco, Bragança Paulista, 2016. Disponível em: https://www.voltimum.com.br/sites/www.voltimum.com.br/files/pdflibrary/07_viabilidade-projetos-energia-solar-fotovoltaica.pdf. Acesso em: 12 set. 2022.
- VERAS, L. L. Matemática financeira: uso de calculadoras financeiras, aplicações ao mercado financeiro, introdução à engenharia econômica, 300 exercícios resolvidos e propostos com respostas. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2001.
- ZAGO, Camila Avozani; WEISE, Andreas Dittmar; HORNBURG, Ricardo André. A importância do estudo de viabilidade econômica de projetos nas organizações contemporâneas. In: VI CONVIBRA–Congresso Virtual Brasileiro de Administração. Anais. 2009. p. 1-15.