



# **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS: UMA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA NAS CAPITAIS DO CENTRO-OESTE BRASILEIRO**

**Fernando Gheiner**  
**fernando.gheiner@gmail.com**  
**UFRJ / UNESA**

**José Ricardo Maia de Siqueira**  
**jrms@facc.ufrj.br**  
**UFRJ / UFF**

**Marcelo Alvaro da Silva Macedo**  
**malvaro@facc.ufrj.br**  
**UFRJ**

**Resumo:** O impacto no meio ambiente encontra-se em pauta nos dias de hoje. Nos dias de hoje, bilhões de toneladas de gás carbônico são lançados anualmente na atmosfera, trazendo como consequência aumento da temperatura global, elevação do nível dos oceanos, além de outros efeitos daninhos. Em função desses problemas, cresce a pressão da sociedade pelo aumento da participação das fontes de energia limpa na matriz energética. Dentro desse esforço ganha destaque o uso de sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade residencial. Essa tendência só se firmará com a contínua redução dos custos dos equipamentos. Tendo esse pano de fundo, esse artigo tem como objetivo analisar o retorno de projetos fotovoltaicos residenciais em quatro capitais localizadas na região centro-oeste. Para atingir esse fim foram rodadas simulações Monte Carlo, onde se calculou a taxa interna de retorno e o valor presente líquido de sistemas fotovoltaicos de três diferentes portes. Dentre as principais descobertas se destacam que: a) todos os sistemas analisados em todas as cidades pesquisadas demonstraram ser viáveis financeiramente; b) os sistemas de maior porte apresentaram consistentemente melhor desempenho e c) o preço da energia disponibilizada ao consumidor foi mais importante que a radiação solar na determinação da viabilidade financeira.

**Palavras Chave: retorno investimento - fotovoltaico - viabilidade - geração energia - analise financeira**



## 1. INTRODUÇÃO

Ao longo da vida, as pessoas estão sendo responsáveis por cada vez mais decisões financeiras de longo prazo, como a aquisição de uma casa, planejamento da aposentadoria, educação dos filhos e contratação de seguros. No Brasil, a preocupação com a educação financeira é recente, em parte pelo passado cultural e histórico do país no qual a alta inflação e variações monetárias eram características centrais da economia nacional, levando a população a tomar decisões de curto prazo e sem planejamento. Com a abertura econômica em 1990 e a estabilização da moeda em 1994, a sociedade passou a ter uma nova visão sobre gestão financeira, com alongamento dos prazos de financiamento, aumento do consumo, poupança e investimento (VIEIRA; BATAGLIA; SEREIA, 2011).

Em condições de incerteza ou alta complexidade, faz-se necessária uma análise mais aprofundada e sistemática para permitir que sejam tomadas decisões balizadas. É o caso dos sistemas de auto geração de energia elétrica: com os diversos incrementos nos preços de energia elétrica nos anos de 2014 e 2015, os sistemas de auto geração, principalmente aqueles que convertem luz do sol em energia elétrica (sistemas fotovoltaicos), tiveram rápido incremento de mercado: indo, segundo o Ministério de Minas e Energia (2015), de 422 conexões no Brasil em dezembro de 2014 para 1125 em outubro de 2015, com previsão que cheguem até 2024 em um número estimado de casas brasileiras entre um total de 700.000 a 1.200.000 (ANEEL, 2015).

No mundo, estes sistemas apresentaram um crescimento vertiginoso nos últimos anos, superando a marca de 30 GWp novos por ano em todo planeta. Em 2009, havia 23 GWp de capacidade de geração fotovoltaica mundial, valor elevado para 135 GWp em 2013 (IEA, 2014), conforme observado na Tabela 1:

Tabela 1 - Progresso global nos mercados e instalações fotovoltaicas desde 2009

	2009	2013
Capacidade total instalada	23 GWp	135 GWp
Capacidade instalada no ano	7 GWp	37 Gwp
Investimento no ano	US\$ 48 bi	US\$ 96 bi
Países com >1GWp instalados	5	17
Países com >100MWp instalados ao ano	19	23
Energia fotovoltaica gerada durante o ano	20 TWh	139 TWh

Fonte: IEA, 2014

Em termos comparativos, considerando todas as formas de geração, o Brasil possui 138,6 GWp de capacidade de geração de energia elétrica (ANEEL, 2015) e previsão de expansão para uma faixa de 160 e 175 GWp até 2020, consoante com o crescimento de 2001 a 2014, quando foram instalados 4,5 GWp médios ao ano. Dentro deste universo a capacidade de geração fotovoltaica representa 0,003% da matriz energética, sendo estimada para crescer de 0,04 GWp em 2014 para 1,3 GWp em 2023, com investimentos de mais de US\$ 2 bilhões e com a geração de pelo menos 4 mil novos empregos (ANEEL, 2015; MME, 2015).

Uma das características centrais desta forma de geração é sua pulverização: até 2020, os sistemas devem ter uma distribuição de 60% em residências, 30% em centrais geradoras, e 10% em sistemas isolados (IEA, 2010). Desta forma, o consumidor residencial se desloca da condição de receptor de eletricidade para a de coprodutor, tornando necessária uma gama de competências desnecessárias na condição anterior de cliente: a avaliação de investimento de longo prazo para geração de energia.



Tendo em vista esse pano de fundo, surge o seguinte problema de pesquisa: qual a viabilidade econômico financeira dos sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaicas em residências urbanas na região centro-oeste brasileira? Tendo em vista a enunciação desta questão, este trabalho tem como objetivo analisar o retorno de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira em quatro capitais localizadas na região centro-oeste, considerando o preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica.

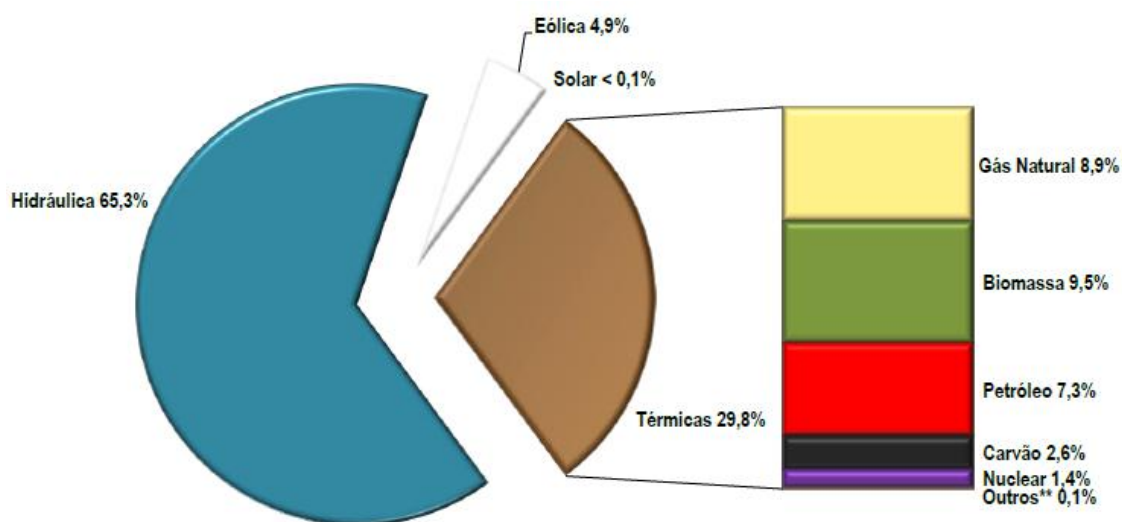
## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

Atualmente, o acesso à energia elétrica é considerado requisito básico de cidadania, sem ele, o indivíduo fica marginalizado do que se entende por desenvolvimento. O suprimento eficiente e universal de energia são indispensáveis ao desenvolvimento econômico, fundamentais para setores de infraestrutura como transporte, saneamento e comunicações. A eletricidade demanda uma grande indústria: sua produção começa com a captação de recursos naturais para a produção, passando pela distribuição e chegando na destinação final com equipamentos e eletrodomésticos que fornecem os serviços elétricos. Esta grande cadeia gera empregos, desenvolvimento e impactos no meio ambiente das mais diversas formas (REIS e SANTOS, 2012).

Para Campos (2015), porém, estes impactos ambientais são centrais: a geração e o uso de energia trazem consigo emissões atmosféricas, esgotamento de reservas, alagamento de florestas, assoreamento de rios, alteração de ecossistemas, aumento do efeito estufa, entre outras muitas questões ambientais relacionadas à produção e utilização de recursos energéticos.

No Brasil, há diversas fontes de geração de energia elétrica viáveis e em uso atualmente: hidráulica, carvão, gás natural, petróleo, cana-de-açúcar, biomassa, solar, eólica, resíduos, pequenas centrais hidrelétricas e nuclear. Estas formas de geração podem ser classificadas em renováveis, quando as fontes são restabelecidas em pouco tempo, e não renováveis, quando as fontes são passíveis de esgotamento no curto prazo (CAMPOS, 2015).

Figura 1 - Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica – Nov./2015



Fonte: MME, 2015



Observa-se na Figura 1 que cerca de 80% da matriz energética Brasileira é renovável, segundo o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico de Novembro de 2015, produzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com dados da ANEEL. Manter esta proporção no futuro não é trivial, envolvendo grandes desafios: o potencial hidráulico inexplorado hoje está em zonas remotas – como as usinas recentes de Jirau e Belo Monte. Estes projetos possuem altos custos de implementação e transmissão, com impactos ambientais e sociais de grandes proporções.

Como consequência, fontes antes chamadas de “alternativas”, com destaque para eólica e solar, hoje se tornam centrais na expansão da geração tanto no cenário local como internacionalmente. Nos últimos anos, as fontes energéticas com maior participação nos investimentos em geração na Europa foram eólica e solar (EPIA, 2014). No Brasil, as maiores expansões em 2015 foram observadas justamente nestas fontes, conforme observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Capacidade Instalada de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte	Nov/2014	Nov/2015			Evolução da Capacidade Instalada Nov/2015 - Nov/2014
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	88.744	1.210	91.104	65,3%	2,7%
<b>Térmica</b>	39.554	2.898	41.524	29,8%	5,0%
Gás Natural	12.590	148	12.437	8,9%	-1,2%
Biomassa	12.299	514	13.209	9,5%	7,4%
Petróleo	9.082	2.180	10.121	7,3%	11,4%
Carvão	3.593	23	3.614	2,6%	0,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros	0	31	153	0,1%	-
<b>Eólica</b>	4.364	284	6.848	4,9%	56,9%
<b>Solar</b>	15	25	21	0,0%	41,7%
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	132.676	4.417	139.498	100,0%	5,1%

Fonte: MME, 2015

No planejamento decenal publicado em 2014, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que em 2023 estas fontes chegarão a 13,6% da matriz nacional. A energia solar fotovoltaica saltaria dos atuais 21 MW para 3.500 MW. Na realidade, a adoção tem sido ainda mais acelerada: após os leilões de 2015, espera-se que em 2018 já estejam em operação 2.600 MW, quantidade antes projetada para 2021. No fim de 2015, a EPE atualizou a previsão para 7.000 MW instalados em 2024, equivalente à metade da usina Itaipu Binacional (EPE, 2015).

Estes dados, contudo, se referem à produção do Sistema Interligado Nacional (SIN), não levando em consideração a produção distribuída em residências, comércios e indústrias que instalem sistemas fotovoltaicos para seu autoconsumo – o que constitui o foco deste trabalho. Esta produção deve chegar a pelo menos 4.500 MW até 2024, e entre 78.000 e 118.000 MW em 2050 – superando toda a capacidade de geração instalada no Brasil no ano de 2011 (EPE, 2015).

A geração distribuída é definida como a produção energética próxima ao consumo. Sua evolução tem sido no sentido de incluir potências cada vez menores, incluído: co-geradores, geradores que usam resíduos como combustíveis, geradores de emergência,



geradores para operação no horário de ponta, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (INEE, 2015).

Esta forma de geração que chegou a ser regra do início da industrialização até a década de 1940, quando a geração centralizada tornou-se mais barata e passou a ser adotada de forma predominante em todo o mundo. Contudo, no final do século XX, diversos fatores influenciaram na busca por novas formas de elevar a oferta de energia: crises do petróleo da década de 1970; escassez de potencial para novas grandes instalações; extenso prazo de construção dessas usinas; fortes impactos ambientais e sociais; e o grande endividamento resultado da instalação; menores custos de transmissão e perdas (ZILLES et al., 2012).

No que tange as perdas, a ANEEL, em novembro de 2015, atualizou sua tabela de perdas do sistema: 4% da energia gerada se dissipa na transmissão para os centros urbanos, outros 11,5%, em média, são perdidos nas redes de distribuição. No total, mais de 15% da energia produzida no país é desperdiçada entre a geração e o consumo (ANEEL, 2015).

Sistemas distribuídos fotovoltaicos apresentam algumas vantagens para a expansão da rede: não requerem áreas extras, uma vez que usam telhados dentro do meio urbano, não requerem instalação de infra estrutura de transmissão, e eliminam as perdas decorrentes da transmissão e distribuição (RÜTHER, 2004). Em adição, requerem pouco ou nenhum investimento público, visto que do projeto à homologação, os custos da expansão recaem sobre o consumidor, que se torna também produtor.

A regulação da geração distribuída de energia fotovoltaica ocorreu com a Resolução Normativa n. 482, editada pela ANEEL em abril de 2012. Entre as especificações da norma, estão: i) a geração de créditos para a energia gerada pelo consumidor, a ser trocada com a distribuidora por seu consumo; ii) a possibilidade de utilizar os créditos excedentes nos 36 meses subsequentes; iii) a necessidade de homologação de painéis e inversores de potência pelo INMETRO (ANEEL, 2012). Com a aprovação da norma, ficou regulamentada a exploração do enorme potencial de energia solar no país.

Em 2015, a ANEEL apresentou revisão desta resolução normativa, ampliando as possibilidades de micro e mini geração distribuída: foram permitidas operações coletivas em prédios e condomínios, aumentou-se a capacidade máxima de sistemas de autoconsumo, a energia gerada que supera o consumo passou a ser convertida em créditos com validade de 60 meses, foram autorizadas cooperativas para geração compartilhada, simplificou-se o processo e reduziu-se o prazo para conectar usinas às distribuidoras, entre outros aprimoramentos (ANEEL, 2015).

O governo federal, por sua vez, estimulou a geração distribuída isentando PIS e COFINS da energia injetada na rede. Os governos estaduais de 11 unidades da federação fizeram o mesmo com o ICMS (SP, RJ, MG, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF e MA), imposto com maior alíquota incidente sobre energia elétrica, chegando a 30% em alguns Estados (NAKABAYASHI, 2015).

No último mês do ano de 2015, o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, contemplando ações de estímulo com base em fontes renováveis e a integração de organizações públicas para o desenvolvimento do setor em um Grupo de Trabalho específico. O potencial apresentado no programa é 2,7 milhões de consumidores gerando 48.000 MW até 2030 (MME, 2015).

Para esta pesquisa, interessa especialmente a mudança no tratamento dado pelas pessoas à energia elétrica, alterando o papel de consumidor passivo para produtor de parte da sua energia consumida. Esta nova posição passa tanto pela conscientização dos problemas ambientais quanto pela realização de um investimento, em uma verdadeira mudança





paradigmática, que traz consigo os desafios de entender e avaliar seu retorno econômico financeiro (KOZEN, 2014).

Técnicas que se valem do fluxo de caixa descontado são um ferramental importante na avaliação do projeto. O desconto dos fluxos de caixa tem como base a fórmula do montante no regime de juros compostos (2.1), onde o valor futuro (FV) é dividido por  $(1+i)^n$ , resultando no valor presente (PV).

$$(2.1) \quad FV = PV (1+i)^n$$

Na análise de viabilidade financeira de projetos, os fluxos de caixa não tendem a ser uniformes, sendo cada fluxo descontado de acordo com seu período de ocorrência, conforme a equação 2.2 abaixo:

$$(2.2) \quad PV = \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

De forma reduzida, a fórmula do fluxo de caixa descontado pode assumir a seguinte representação:

$$(2.3) \quad PV = \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

Há dois métodos principais de tomada de decisões de investimento por meio do fluxo de caixa descontado: o valor presente líquido, VPL, e a taxa interna de retorno, TIR (GARRISSON; NORREN, 2001, p.466). Penedo (2005, p. 17) reforça que “o VPL e a TIR são considerados pelos textos teóricos e práticos como os mais importantes e também os de uso mais frequente nas análises de investimento.”

O VPL trabalha com a contraposição entre preço do projeto e valor. O investimento inicial representa o preço que o investidor pretende desembolsar para que o projeto entre em operação, já o valor presente dos fluxos de caixa futuros simboliza o valor que será criado pelo projeto. Se o valor produzido superar o investimento realizado, gerando um VPL positivo, o projeto é considerado viável. Assim, sua fórmula pode ser descrita como:

$$(2.4) \quad VPL = -F_0 + PV = F_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

A taxa interna de retorno (TIR) é definida como a taxa “pela qual um investimento é recuperado por meio dos rendimentos auferidos de um projeto” (SOLOMON, 1973, p. 177)., e assume a seguinte fórmula:

$$(2.5) \quad 0 = PV - F_0 = \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+TIR)^n} - F_0$$



É importante salientar a existência de algumas ressalvas quanto à construção destes indicadores: inicialmente, é preciso determinar a taxa de desconto  $(i)$ , taxa pela qual o dinheiro será descontado ao longo do tempo e utilizada como base no cálculo de seu retorno. Para isto, é necessário considerar a estrutura de capital, visto que as empresas se financiam com capital próprio e capital de terceiros, que possuem custos diferentes. Outro aspecto a se considerar é não flutuação da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ao longo do tempo, supondo uma estabilidade financeira para a construção teórica inexistente na prática. Portanto, é necessário incluir na construção deste indicador certa “visão de futuro” do investidor. Por fim, as expectativas de fluxos de caixa futuros são construídas com base no presente, desconsiderando riscos e a margem de segurança operacional que provavelmente afetarão o empreendimento e seus valores realizados, novamente demandando prudência nas projeções utilizadas (PENEDO, 2005; JIAMBALVO, 2009).

De todo modo nota-se a concordância dos autores quanto à centralidade do VPL e da TIR para avaliação de orçamentos de capital e projetos de investimento, sendo possível contornar parte das limitações existentes (PENEDO, 2005; GARRISSON; NORREN, 2001; JIAMBALVO, 2009).

### 3. METODOLOGIA

Tendo como base a taxionomia apresentada por Gil (2010, p. 47) e Laville (1999, p. 155) a classificação da pesquisa qualifica-se por dois critérios: quanto aos fins e quanto aos meios. Em relação aos fins, a pesquisa será descritiva, buscando características do objeto ou fenômeno de estudo e relações entre suas variáveis – no caso, a relação possibilidades de investimento em sistemas fotovoltaicos, variações no contexto do setor, e o retorno esperado.

As variáveis para a elaboração de cada fluxo de caixa de um projeto fotovoltaico se iniciam, no lado das despesas, na definição do tamanho do sistema residencial, geralmente entre 1 e 10 kWp. Em seguida, é preciso orçar o preço do sistema, estando inclusos custos de instalação, fixação e cabeamento. A receita é definida pela não utilização da energia entregue pelas distribuidoras a preços de mercado. Por fim, são delimitados os custos de manutenção durante a vida útil prevista.

Foram assumidas, para algumas variáveis, hipóteses simplificadoras: 1) os fluxos de caixa residuais são considerados nulos, ou seja, os custos de deposição e os benefícios da venda da sucata serão zerados ao final da vida útil; 2) em variáveis onde não há distribuição de referência, foi utilizada a distribuição uniforme – vida útil, taxa de performance, degradação anual, entre outros; 3) os preços de aquisição do sistema encontrados no mercado foram considerados 65% do custo total, acrescidos de 33% para acessórios, instalação e projeto, e mais 2% de frete (ABINEE, 2012; NAKABAYASHI, 2015); 4) O Convênio 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária, assinado em abril de 2015 por 3 Estados, e aderido até dezembro do mesmo ano por outras 12 unidades da federação que englobam 75% da população brasileira, foi considerado como vigente em todo o país – dispensando o autogerador de pagar o imposto de circulação de mercadoria e serviços.

O modelo foi projetado em planilha eletrônica no formato padrão utilizado pelo Microsoft Excel. Os dados financeiros e de produtividade estão dispostos em uma coluna por ano, chegando aos fluxos de caixa e produção nominal anuais e totais, reproduzindo o padrão de planilhas usuais de fluxos de caixa com indicadores de investimento.

A simulação de Monte Carlo é realizada através do programa @Risk, desenvolvido pela empresa norte americana Palisade. O funcionamento se assemelha a uma extensão (plugin) de Excel, exibindo uma nova aba com as funções probabilísticas. O programa permite configurar mais de 60 formatos de distribuição, ajustando manualmente os limites mínimos e





máximos de cada variável. Esta função é utilizada na criação do modelo, tornando constantes de modelos determinísticos (taxa de desconto, inflação da eletricidade, prazo de financiamento, etc.) em intervalos probabilísticos de variáveis aceitáveis.

Assim, para maximizar a capacidade computacional disponível (Core i7 @2.4 GHz com 4 processadores lógicos, 6gb RAM, Windows 8.1 64 bits) com a demanda de rodar o modelo em 12 cenários (4 capitais x 3 dimensões de sistema), foi estabelecido o número de 10.000 combinações aleatórias em cada simulação.

Conforme dita a regulamentação da ANEEL, sistemas de até 10kWp são considerados micro geração. Ainda que o consumo das famílias possa ser suprido com sistemas menores, de 1 a 3 kWp, a legislação permite sistemas condominiais, consoante com o potencial das capitais brasileiras, onde há prédios e condomínios aptos a instalarem sistemas coletivos e aproveitar os eventuais ganhos de escala. Para tornar prática a análise, foram selecionadas três dimensões e, para cada uma delas, foi selecionado o menor preço encontrado no mercado:

1) 1,5 kWp, representando sistemas pequenos capazes de suprir a demanda média residencial brasileira de 167 kWh;

2) 5,0 kWp, representando sistemas médios, consoante com a capacidade média de sistemas fotovoltaicos nos EUA (5,0 kWp) e Alemanha (6,0 kWp), além de ser representativo do perfil de aquisição de uma família brasileira com 4 pessoas;

3) 10 kWp, por ser o limite máximo da legislação brasileira, e representar sistemas condominiais com o maior ganho de escala permitido dada a regulamentação vigente.

Em trabalhos sobre investimento em sistemas fotovoltaicos, Nakabayashi (2014) usa 10 anos de taxa SELIC como base, calculando a média do período de 2004 a 2013 e chegando a uma taxa média de 12,3% com desvio padrão de 3,5%. No ano seguinte, o mesmo autor utilizou a taxa de desconto como a subtração da taxa SELIC menos inflação, chegando a 6,3%. Lacchini e Santos (2013) utilizam a taxa de 10%, também considerando a taxa de juros brasileira como base, à época da pesquisa em 9,5%. Montenegro (2013) utiliza a remuneração bruta da poupança como base, arredondando os 6,17% encontrados em 2012 para 6%. Mitscher e Ruther (2012) utilizam 6,5% como taxa de desconto, assim como Nakabayashi (2015).

Em estudos sobre a rentabilidade do setor elétrico, o Instituto Acende Brasil encontrou rentabilidade entre 10 e 12% de 1998 a 2009 (Instituto Acende Brasil, 2011). A Junta Executiva da United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) aprovou uma guia revisada para taxas de retorno por grupos de indústrias e países que poderiam vir a ser utilizadas como valores de benchmark para a análise de viabilidade de projetos de energias renováveis onde foi proposta uma taxa de 11,75% ao ano (a.a.) em termos reais para o custo do capital próprio no Brasil. Em revisão desta taxa, o IPEA refez os cálculos, sugerindo a adoção de 12,31% como parâmetro nacional (ROCHA et al, 2012).

Dada a dificuldade de definir a estrutura de capital para as famílias brasileiras, será usado o custo de oportunidade, considerando-se os retornos do setor elétrico brasileiro. Assim, foram definidos os limites de 10 a 12%. A distribuição será uniforme, para não privilegiar valores específicos e considerar iguais possibilidades de qualquer taxa de desconto no intervalo definido.

Os resultados encontram-se apresentados em tabelas, onde aparecem tanto a TIR quanto o VPL para cada dimensão do sistema (1,5 kWp, 5 kWp e 10 kWp). Além disso, ambas as medidas (TIR e VPL) são expostas pelos valores mínimos, médios e máximos



obtidos por meio da simulação Monte Carlo, bem como, pelas cifras alcançadas após o descarte dos 5% menores e maiores resultados.

## 4. ANÁLISE DOS DADOS

### 4.1. BRASÍLIA

A capital do Distrito Federal recebe 2% mais radiação solar no plano inclinado que a média nacional, e praticava em janeiro de 2016 um dos 10 menores preços de energia elétrica, com a 5ª menor alíquota de ICMS sobre eletricidade do país. Isto resultou nos menores indicadores de resultado financeiro da região centro-oeste, com VPLs 8-10% abaixo da média nacional.

Os sistemas de 1,5 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 14.295, resultaram em valores presentes simulados entre R\$ 7.576 e R\$ 48.896, estando acima de R\$ 14.144 em 95% dos casos. A média do VPL foi de R\$ 24.393, com uma taxa média de retorno de 20,8% ao ano.

Os sistemas de 5,0 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 39.550, tiveram valor presente líquido médio em torno R\$ 95.800, com uma taxa média de retorno de 24,27%. A TIR para sistemas de 5,0 kWp flutuou entre 21,18% e 27,35% em 90% das simulações realizadas.

Os sistemas de 10,0 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 70.800, resultaram em valores presentes acima de R\$ 127.476 em 95% dos cenários rodados em Brasília, com média de R\$ 199.705. A TIR ficou acima de 22,84% nos mesmos 95% dos casos, com média de 26,18% de retorno ao ano.

Tabela 3 - Resultados do modelo na cidade de Brasília

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Brasília	1.5	R\$7576	R\$24393	R\$48896	R\$14144	R\$36978
TIR / Brasília	1.5	14.57%	20.77%	25.38%	17.88%	23.52%
VPL / Brasília	5	R\$41527	R\$95836	R\$190290	R\$59696	R\$139607
TIR / Brasília	5	18.99%	24.27%	29.97%	21.18%	27.35%
VPL / Brasília	10	R\$94150	R\$199705	R\$383854	R\$127476	R\$287918
TIR / Brasília	10	20.56%	26.18%	31.96%	22.84%	29.52%

Fonte: Elaboração própria

### 4.2. CAMPO GRANDE

Campo Grande teve seus indicadores de retorno financeiro muito próximos à média do Centro Oeste, e para sistemas pequenos foi a cidade mais próxima da média brasileira. A radiação solar e o preço da energia, de forma análoga, são os mais próximos das médias nacionais. Assim, a cidade se destaca por sua representatividade como sistema médio do centro-oeste e, aproximadamente, sistemas médios de 1,5 kWp no Brasil.

Os indicadores de retorno financeiro para sistemas pequenos em Campo Grande ficaram acima de R\$ 16.635 em 95% dos casos, com média de R\$ 27.877 e taxa interna de retorno anual média na casa de de 22% – valores próximos à média nacional.

Em sistemas de médio porte, os valores presentes médios foram de aproximadamente R\$ 101.000, com taxa de retorno de 24,91%. O VPL esteve entre R\$ 64.168 e R\$ 145.826 em 90% das simulações, com TIR na faixa de 21,74% a 28,09%.

Os sistemas condominiais, com potência de 10,0 kWp, apresentaram retorno mínimo de R\$ 93.182 e máximo de R\$ 395.609, com média em R\$ 210.272. A taxa de retorno variou entre 20,99% e 32,68%, com média de 26,90% ao ano para um investimento inicial de pouco menos de R\$ 71.000.

Tabela 4 - Resultados do modelo na cidade de Campo Grande

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Campo Grande	1.5	R\$9849	R\$27877	R\$56994	R\$16635	R\$41390
TIR / Campo Grande	1.5	16.13%	21.98%	27.03%	19.00%	24.85%
VPL / Campo Grande	5	R\$44760	R\$101032	R\$190706	R\$64168	R\$145826
TIR / Campo Grande	5	19.48%	24.91%	30.29%	21.74%	28.09%
VPL / Campo Grande	10	R\$93182	R\$210272	R\$395609	R\$135097	R\$303170
TIR / Campo Grande	10	20.99%	26.90%	32.68%	23.43%	30.38%

Fonte: Elaboração própria

### 4.3. CUIABÁ

Cuiabá possui uma radiação solar 1% acima da média brasileira, e preço da eletricidade 5% acima da média nacional, explicando sua melhora no desempenho, notadamente, nos sistemas residenciais de médio e grande porte. Mesmo assim, em relação às outras cidades da região centro-oeste, Cuiabá teve performance inferior apenas a Goiânia, com indicadores de retorno financeiro superiores aos de Campo Grande e Brasília.

Os sistemas de pequeno porte, simulados na capital do Mato Grosso do Sul, obtiveram valor presente líquido médio de R\$ 27.133, estando acima de R\$ 15.468 em 95% das situações. A taxa interna de retorno ficou em 21,72% ao ano, na média, estando acima de 18,40% em 95% dos casos.

Os sistemas de dimensão intermediária, com 5,0 kWp de potência, resultaram em valores presentes acima de R\$ 71.600 em 95% das simulações, com taxa interna de retorno acima de 22,82%. Na média, o VPL ficou em R\$ 111.029, e a TIR em 26,12% ao ano.

Sistemas residenciais de maior dimensão, com 10,0 kWp de potência, tiveram o 10º melhor resultado médio do Brasil, com VPL de R\$ 230.072 e TIR de 28,26% ao ano. Nos melhores cenários, em 5% dos casos, o VPL esteve acima de R\$ 327.839, com TIR acima de 31,92% ao ano.

Tabela 5 - Resultados do modelo na cidade de Cuiabá

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Cuiabá	1.5	R\$8081	R\$27133	R\$63711	R\$15468	R\$42218
TIR / Cuiabá	1.5	15.03%	21.72%	28.06%	18.40%	25.70%
VPL / Cuiabá	5	R\$48998	R\$111029	R\$207050	R\$71600	R\$159382
TIR / Cuiabá	5	20.13%	26.12%	31.90%	22.82%	29.44%
VPL / Cuiabá	10	R\$109227	R\$230072	R\$437843	R\$150222	R\$327839
TIR / Cuiabá	10	21.83%	28.26%	34.41%	24.62%	31.92%

Fonte: Elaboração própria

### 4.4. GOIÂNIA

A capital de Goiás demonstrou ter os melhores indicadores de retorno financeiro da região centro-oeste. Os indicadores foram impulsionados pela insolação 2% acima da média



nacional, tarifa de energia 5% acima da média nacional, e as maiores alíquotas de ICMS do país, atrás apenas de Belo Horizonte.

O valor presente líquido encontrado em simulações com sistemas de 1,5 kWp oscilaram entre aproximadamente R\$ 21.400 e R\$ 50.700 em 90% dos casos, com TIR entre 21,09% e 27,30%. A média do VPL ficou em R\$ 34.485, com retorno anual de 24,21% para um investimento inicial em torno de R\$ 14.300.

O valor presente líquido encontrado em simulações na cidade de Goiás com sistemas de 5,0 kWp estiveram acima de R\$ 79.500 em 95% dos casos, com taxas de retorno acima de 23,99% ao ano. As médias de VPL e TIR ficaram com valores de R\$ 122.698 e 27,54%, respectivamente, para investimento inicial estimado em R\$ 39.550.

O valor presente líquido encontrado na capital goiana em simulações com sistemas de 10,0 kWp foi de R\$ 253.487 na média, com taxa interna de retorno de 29,87% ao ano.

Tabela 6 - Resultados do modelo na cidade de Goiânia

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Goiania	1.5	R\$14656	R\$34485	R\$68915	R\$21395	R\$50714
TIR / Goiania	1.5	18.78%	24.21%	29.32%	21.09%	27.30%
VPL / Goiania	5	R\$57711	R\$122698	R\$235029	R\$79537	R\$175453
TIR / Goiania	5	21.69%	27.54%	33.65%	23.99%	31.11%
VPL / Goiania	10	R\$121748	R\$253487	R\$478511	R\$166930	R\$358783
TIR / Goiania	10	23.43%	29.87%	36.53%	25.97%	33.83%

Fonte: Elaboração própria

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos dias de hoje não resta mais dúvida quanto ao impacto da humanidade no meio ambiente, já no distante ano de 1661 a poluição do ar pela queima do carvão afetava a vida dos cidadãos da Inglaterra a ponto do memorialista John Evelyn comparar Londres e sua lúgubre nuvem com os subúrbios do Inferno ou com a corte de Vulcano (BURSZTYN; PERSEGONIA, 2008).

Contudo, nada se compara com o que é vivido na atualidade. No ano de 2004, bilhões de toneladas de gases do efeito estufa foram atirados na atmosfera. Só a Índia lançou 1,113 bilhões de toneladas de gás carbônico, o que não é muito se comparados aos gigantes poluidores como China com 4,707 bilhões e Estados Unidos que emitiram 5,912 bilhões. O conjunto de nações englobadas pela bandeira da União Européia também aparece com destaque neste ranking com um total de 3,506 bilhões de toneladas (KEMPF, 2010).

O efeito sobre o planeta é preocupante. Esses gases aumentam a temperatura da Terra, o que pode gerar um ciclo vicioso, através da liberação de gases ainda mais nocivos. É o caso do metano retido na região do permafrost, cuja a capacidade de reter o calor infravermelho é superior a 20 vezes mais eficiente que a apresentada pelo gás carbônico. No solo orgânico encharcado da região do círculo polar ártico, a atividade microbial se une ao carbono com hidrogênio produzindo o metano. Com o aquecimento e o derretimento do permafrost, o metano que estava preso há dezenas de milhares de anos é liberado, produzindo um efeito de realimentação, produzindo mais aquecimento e, conseqüentemente, mais derretimento e mais liberação do gás. Em meados dos anos 1970, o nível de metano atingiu o dobro da era pré-industrial e atualmente chega a 2,7 vezes desse nível (POLLACK, 2011). O derretimento do permafrost impõe um grande risco de desequilíbrio no meio ambiente e está longe de ser



considerado um problema marginal ou local, já que ocupa uma área de 7 milhões de quilômetros quadrados do hemisfério norte, abrangendo diversos países (VALADAS, 2012).

A passagem da chuva pela atmosfera contaminada pela poluição gerada pela queima de combustíveis fósseis por automóveis, indústrias e centrais elétricas, produz, com frequência, uma mistura de ácido nítrico, ácido sulfúrico e água que é prejudicial aos seres vivos. Calcula-se que só nos Estados Unidos morrem anualmente cerca de 12 mil pessoas como consequência, direta e indireta, da chuva ácida (FORNARI, 2001).

Tampouco os mares escapam dos efeitos causados pela poluição atmosférica. O excesso de gás carbônico lançado na atmosfera é absorvido pelos oceanos, acidificando-os, fazendo com que corais e plânctons tenham dificuldades em desenvolver sua proteção calcária, impactando enormemente a base da cadeia alimentar e, conseqüentemente, trazendo dificuldade para a sobrevivência de seres de grande porte como, por exemplo, salmões e baleias (KEMPF, 2010).

Além disso, o transporte de combustíveis fósseis por terra ou mar produzem grandes acidentes ambientais, é o caso da colisão entre os petroleiros Atlantic Empress e Aegean Captain que ocorreu em 19 de julho de 1979 a 160 km do delta do Orinoco na Venezuela. O acidente produziu um incêndio que atingiu uma extensão de 2 km e durou duas semanas, produzindo uma mancha de naftaleno e petróleo bruto de 200 quilômetros quadrados. O Aegean Captains sozinho, perdeu uma carga de 276 mil toneladas de petróleo bruto, considerada a maior perda por um único navio até hoje. Quatro anos depois foi a vez do Castillo de Bellver afundar na costa da África do Sul. Estima-se que vazaram de 50 a 60 mil toneladas de petróleo foram perdidas. Mas nenhum desses acidentes foi tão emblemático quanto o sofrido pelo Exxon Valdez, uma vez que esse ocorreu em um santuário ecológico praticamente intocado do Alasca, devastando 2.100 quilômetros de litoral e deixando poluída uma área de 1.300 quilômetros quadrados (Brown et al, 2012)

Não é por menos o clamor que se levanta de segmentos da sociedade por fontes de energia limpa. Apesar dos patamares tímidos que ainda possuem na matriz energética brasileira, tem se presenciado um crescente investimento em energia eólica e solar. Dentro desta última, uma tendência que surge com força crescente, em função da progressiva redução de preços, são os sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade residencial. Há que se destacar, contudo, que essa tendência não se consolidará apenas amparada na necessidade de redução da agressividade do impacto humano no meio ambiente, uma vez que as famílias lutam com dificuldade crescente para se manter em uma sociedade extremamente competitiva, marcada por uma distribuição de riqueza desigual. Logo, faz-se necessário que a geração distribuída se mostre viável financeiramente, o que o presente trabalho se propôs a analisar nas quatro capitais brasileira situadas na região centro-oeste (que recebe grande radiação solar): Campo Grande, Cuiabá, Goiânia e a capital nacional Brasília.

Se verificou que para todas as dimensões utilizadas, em todas as capitais pesquisadas e nas diferentes condições encontradas por meio da simulação Monte Carlo, os sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade residencial se mostraram viáveis do ponto de vista financeiro, alcançando como patamar mínimo um valor presente líquido de R\$7.576,00 para um sistema com dimensão de 1,5 kWp na cidade Brasília, o que corresponde a uma taxa interna de retorno de 14,57%. No outro extremos tem-se o VPL de R\$478.511,00 para um sistema de porte condominial de 10 kWp em Goiânia, o que corresponde a uma TIR de 36,53%.

É importante destacar que para todas as dimensões dos sistemas em todas as capitais, a taxa interna de retorno média sempre se situou acima de 20%, indo de 20,77% para um





sistema de pequeno porte de 1,5kWp em Brasília até 29,87% para um sistema de 10 kWp em Goiânia, o que levou a um VPL de R\$253.487,00.

Dentre as capitais pesquisadas, ao se olhar os valores médios obtidos, aquela que atingiu os melhores resultados foi Goiânia, chegando a alcançar a TIR de 29,87%. Em seguida os melhores resultados foram observados em Cuiabá, com uma TIR de 28,26% para sistemas de grande porte. Em terceiro temos a cidade de Campo Grande com uma TIR de 26,90%. E, por fim, Brasília, alcançando 26,18%. Todos esses resultados destacados foram conseguidos nos sistemas de 10kWp.

A pesquisa destacou a importância do porte do sistema na obtenção da lucratividade. Em todas as cidades pesquisadas e situações simuladas os sistemas de 10kWp superaram em termos de desempenho financeiro os sistemas de 5kWp, que por sua vez superaram os de 1,5kWp, demonstrando assim a existência de um forte componente de escala.

Por fim, notou-se que diferenças no nível de radiação solar foram pouco significativas na obtenção de melhores desempenhos financeiros, sendo mais importante o preço da energia elétrica que chega ao consumidor. O caso de Brasília é emblemático, ao ter um dos dez menores preços de energia elétrica no país e a quinta menor alíquota de ICMS, teve os sistemas com o pior desempenho financeiro, embora ainda dentro do patamar de viabilidade.

As descobertas do presente trabalho vão de encontro aos achados dos estudos apresentados por Mitcher e Ruther (2013), Nakabayashi (2014) e EPE (2015), uma vez que nestes o resultado financeiro só se mostrou favorável em condições específicas. São mais distantes ainda do que foi apresentado por Montenegro (2013), Lacchini e Santos (2013) e Holdermann, Kissel e Beigel (2014) que não recomendaram o investimento em sistemas de energia fotovoltaica residencial no Brasil.

Não se pode esquecer que a presente pesquisa trabalhou com os menores preços praticados no mercado para os sistemas, por se tratar de produto recente no Brasil e, conseqüentemente, sem processo de fidelização à marca consolidado. Assim, variações no investimento inicial, em função de opção por sistemas mais caros podem afetar a análise financeira. Contudo, não se pode esquecer também que o contínuo avanço tecnológico faz com que os sistemas sejam cada vez mais eficientes e mais baratos e que os estudos anteriores foram desenvolvidos há alguns anos. Tais considerações servem de alento, uma vez que aliada à necessidade de mudança surge um incentivo financeiro para que os indivíduos possam auxiliar na mitigação de parte dos problemas ambientais atuais.

## 6. REFERÊNCIAS

**ABINEE**. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. São Paulo, 2012. Disponível em: <[www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf](http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf)> Acesso em: 23 de agosto de 2015.

**ANEEL**. Nota Técnica 0017/2015. Análise do Impacto Regulatório (resolução 482/2012). Brasília, 2015. Disponível em <

[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd\\_-\\_anexo\\_v\\_-\\_air.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd_-_anexo_v_-_air.pdf)>

**ANEEL**, Resolução 482 de 17 de abril de 2012. Condições gerais para micro geração e mini geração distribuídas. Brasília, 2012.

**BROWN**, Jackum *et al.* 501 Desastres Mais Devastadores de Todos os Tempos. São Paulo: Lafonte, 2012.

**BURSZTYN**, Marcel; **PERSEGO**, Marcelo. A Grande Transformação Ambiental: Uma Cronologia da Dialética Homem-Natureza. Rio de Janeiro: Garamond, 2008.



- CAMPOS**, Juarez J. F. de. *SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA NO BRASIL: proposta de indicadores para elaboração de relatórios de sustentabilidade por empresas do Setor Elétrico*. Dissertação de Mestrado, EAESP – Fundação Getúlio Vargas. São Paulo: 2015
- EPE**. Apresentação: Inserção da Energia Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio15 – Evento Internacional de Clima e Energia. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2015
- EPIA**. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. European Photovoltaic Industry Association, 2014.
- FORNARI**, Ernani. Dicionário Prático de Ecologia. São Paulo: Aquariana, 2001.
- GARRISON**, Ray H.; **NOREEN**, Eric W. Contabilidade Gerencial. Rio de Janeiro: LTC, 2001, 9ª edição.
- GIL**, Antônio Carlos. Como elaborar projetos de pesquisa. 4a Edição, São Paulo, SP: 2010
- GOLDENBERG**, Jose; **LUCON**, Oswaldo. Energia e meio ambiente no Brasil. Estudos Avançados vol.21 N.59, Instituto de Estudos Avançados da Universidade de São Paulo, SP: 2007
- HOLDERMANN**, Claudius; **KISSEL**, Johannes; **BEIGEL**, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. Energy Policy N.67, pp. 612-617. Elsevier: 2014
- IEA**. Technology Roadmap – Solvar Photovoltaic Energy. International Energy Agency, OECD, França, 2010.
- IEA**. Analysis of Long-Term Performance of PV Systems. International Energy Agency, OECD, França, 2014.
- INEE**. O que é geração distribuída? Disponível em <www.inee.org.br> Acessado em 23/08/2015.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL**. Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico. White Paper 4, São Paulo, 20 p: 2011
- JIAMBALVO**, James. Contabilidade Gerencial. Rio de Janeiro: Gen LTC, 2009, 3ª edição.
- KEMPF**, Hervé. Como os Ricos Destroem o Planeta. São Paulo: Globo, 2010.
- KOZEN**, Gabriel. Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação via Modelo de Bass. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, USP. São Paulo: 2014
- LACCHINI**, Corrado, **SANTOS**, João C. V. dos. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. Renewable Energy, vol. 52, p.183-189, 2013.
- LAVILLE**, Christian, **DIONNE**, Jean. A construção do Saber. Editora UFMG, MG: 1999
- Ministério de Minas e Energia (MME)**. Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – Novembro 2015. Disponível em:  
<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Novembro-2015.pdf/7d8d3caa-9347-48ed-bd50-63977fb97a04>
- MITCSCHER**, M.rtin, **RUTHER**, Ricardo. *Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brasil*. Energy Policy, vol. 49, p.688-694. Elsevier, 2013.
- MONTENEGRO**, Alexande de A, Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil. Dissertação de Mestrado, PPGEC. Florianópolis, UFSC: 2013
- Ministério de Minas e Energia (MME)**. *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – Janeiro 2015*. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256627/-+Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Janeiro-2015\\_/b6795ba5-2d05-4a27-aafc-cd671b963761](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256627/-+Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Janeiro-2015_/b6795ba5-2d05-4a27-aafc-cd671b963761)
- NAKABAYASHI**, Renny K. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, USP. São Paulo: 2014
- NAKABAYASHI**, Renny K. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL:VIABILIDADE ECONÔMICA – Março 2015. Instituto de Energia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Divulgado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), disponível em [www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf](http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf)
- PENEDO**, Roberto da C. A Taxa Interna de Retorno na Análise de Investimentos. Brasília: Lettera, 2005.
- POLLACK**, Henry. Um Mundo sem Gelo. São Paulo: Rosari, 2011.



**REIS**, Lineu B. dos; **SANTOS**, Eldis C. Energia Elétrica e Sustentabilidade: Aspectos tecnológicos, socioambientais e legais. Editora Manole, 2ª Edição, São Paulo: 2012.

**ROCHA, K; GUTIERREZ, M. B.; HAUSER, P.** A Remuneração Dos Investimentos Em Energia Renovável No Brasil –Uma Proposta Metodológica Ao Benchmark Da Unfcc Para O Brasil. Texto para Discussão 1701, IPEA. Rio de Janeiro, RJ: 2012

**RÜTHER, R.** Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Editora UFSC / LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

**SOLOMON**, Ezra. Teoria da Administração Financeira. Rio de Janeiro: Zahar, 1973.

**VALADAS**, Bernard. Permafrost. In: VEYRET, Yvette (Org.). Dicionário do Meio Ambiente. São Paulo: Senac, 2012.

**VIEIRA, S. F. A.; BATAGLIA, R. T. M., & SEREIA, V. J.** Educação financeira e decisões de consumo, investimento e poupança: uma análise dos alunos de uma universidade pública do norte do Paraná. Revista de Administração da UNIMEP, 9(3), p. 62-86: 2011

**ZILLES**, R. et al. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.