

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SUSTENTÁVEL NA REGIÃO AMAZÔNICA: ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS

1 INTRODUÇÃO

Água, ar e energia são imprescindíveis para a vida humana. No passado, estes recursos eram coletados diretamente da natureza – a lenha das florestas, a água do curso dos rios. Com o desenvolvimento das cidades, a força da água e dos ventos foi utilizada como fonte energética até a revolução industrial, quando uma população crescente teve seus bens e serviços desenvolvidos inicialmente com uso de carvão, gás e petróleo (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

O uso dessas fontes de energia trouxe uma série de reveses para a humanidade a longo prazo, tais como: aumento na emissão de poluentes, aquecimento global, chuva ácida e acidificação dos oceanos. Os desafios do desenvolvimento sustentável na Região Amazônica têm despertado o interesse de estudiosos e praticantes sobre o processo de desenvolvimento energético na região, que deveria representar uma abertura de oportunidades para seus diversos habitantes e para o país (GRISOTTI; MORAN, 2020).

Em 2020, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) divulgou os limites da Amazônia Legal para 2019, a partir da atualização da malha municipal da região.

A Amazônia Legal foi instituída pela Lei 1.806, de 06/01/1953, com o objetivo de definir a delimitação geopolítica com fins de aplicação de políticas de soberania territorial e econômica para a promoção de seu desenvolvimento.

Os limites da Amazônia Legal foram se estendendo em função da área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Hoje, ela ocupa 5.015.067,749 km², correspondente a cerca de 58,9% do território brasileiro (8.510.295,914 km²). (IBGE, 2020)

No presente estudo, a Amazônia brasileira se refere a macrorregião Norte do Brasil composta pelos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. A Amazônia Legal é composta por estes sete estados, pelo estado de Mato Grosso e parte do Maranhão, com um total de 772 municípios (IBGE, 2020).

Esta importante região é assolada por impactos ambientais que vão desde a ação antropogênica das aglomerações urbanas – incluindo aí até mesmo as cidades de menor porte como Humaitá, localizada no sul do Amazonas, que dispõe de forma inapropriada seus resíduos sólidos, suprime a mata ciliar e lança o esgoto doméstico in natura, trazendo prejuízos ao rio Madeira, um dos principais afluentes do Amazonas (PINTO; OLIVEIRA; VALENTE, 2020) – até aos múltiplos impactos deletérios da atividade econômica que, segundo Souza (2020), na maioria das vezes sequer é reconhecida pelas empresas responsáveis junto aos stakeholders.

A explosão no desenvolvimento da hidroenergia na Amazônia brasileira tem foco na produção de energia para atender as necessidades energéticas das regiões costeiras e urbano-industriais do Brasil (GRISOTTI; MORAN, 2020). O que gera a necessidade de pensar em soluções sustentáveis para o desenvolvimento energético local.

Com o passar dos anos, cresceu a pressão da sociedade por fontes de energia limpa como a fotovoltaica. Nas palavras de Barros (2014, p. 60):

Dadas as condições de competitividade da energia fotovoltaica em relação a outras fontes de geração, fica claro que a diferença de desenvolvimento da energia FV entre alguns países do mundo se explica pela disposição dos governos em incentivarem a inserção desta fonte na matriz elétrica via incentivos financeiros e/ou regulatórios.

Ausente no Plano Nacional de Energia 2030 elaborado pelo Ministério de Minas e Energia em 2006, a fonte passou a integrar o Plano Decenal 2023, elaborado em 2014 pelo mesmo órgão, com a previsão de 664 MWp de potência instalada em 2023 (MME, 2014). Em uma atualização posterior, a Empresa de Pesquisa Energética emitiu uma nota técnica em

outubro de 2014, elevando as previsões para uma capacidade estimada entre 835 e 1.300 MWp em 161 mil sistemas fotovoltaicos até 2023, sendo 140.000 deles instalados em residências (EPE, 2014). Em outro pronunciamento mais recente, em nota técnica emitida pela ANEEL, a estimativa foi elevada para 2.300 MWp em 703 mil telhados até 2024 (ANEEL, 2015).

Em seu estudo sobre difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Konzen (2014) estima que até 2023 estarão instalados entre 330 MWp no cenário atual, a 1.503 MWp, em diferentes cenários de possíveis incentivos governamentais e alterações na forma de regulação. Na melhor hipótese, com uma combinação de três formas de incentivo, a previsão é de 3.100 MWp instalados em 2023. Em outras palavras, em um período de 10 anos, no melhor cenário, o autor prevê que o Brasil totalizará o mesmo que a Alemanha instalou somente em 2013, e menos de um terço do volume de instalações chinesas também em 2013. Ou seja, ainda há um longo caminho a percorrer e esse caminho será percorrido mais facilmente se, aliado ao imperativo ético para a mudança, houver vantagens financeiras nesse processo evolutivo. Isso é ainda mais verdade se considerarmos que as famílias – que tem um papel fundamental nesse cenário – encontram-se pressionadas pela crise econômica e pela ameaça do desemprego.

Com base nesse pano de fundo, esse trabalho apresenta o seguinte problema de pesquisa: Os investimentos em projetos fotovoltaicos residenciais, como uma alternativa sustentável para geração de energia elétrica na região Amazônica, são economicamente viáveis, dados os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica? À luz desse questionamento esse artigo tem como objetivo analisar, com apoio da simulação Monte Carlo, a viabilidade financeira de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira, como alternativa sustentável para a região Amazônica, considerando os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A sociedade contemporânea é sequiosa por energia e a produção desse importante insumo traz diferentes impactos ambientais. Salgado Jr. et al. (2017) em um estudo que buscou medir, por meio da análise envoltória de dados, a redução na emissão de gases do efeito estufa (GEE) em função de mudanças na matriz energética e no uso da terra, constataram a importância das chamadas fontes de energia limpa na redução das emissões. Contudo, observaram que o Brasil teve seu desempenho comprometido em função da redução da área de floresta, e afirmaram que “caso um país queira melhorar seu desempenho (...) é necessário que o país direcione seus esforços para o florestamento ou reflorestamento” (SALGADO JR. et al., 2017, p. 329).

A mudança no uso da terra via redução da cobertura florestal não impacta tão somente as emissões de GEE, mas tem também influência considerável sobre o ciclo hidrológico, definido “como as vias de movimentação e distribuição da água acima, abaixo e na superfície da Terra” (MIHELICIC et al., 2018, p. 307).

Esse fato gera preocupação pelo impacto que pode ser causado por uma fonte de energia de fundamental importância para a matriz energética brasileira, a hidrelétrica, que com seus grandes espelhos de água podem inundar vários hectares de mata nativa.

Fainguelernt (2020) chama atenção para as diferentes dimensões de impactos que uma grande usina tem sobre uma região por meio do caso de Belo Monte. Uma das dimensões é a ecológica que destaca os impactos que a usina tem sobre os recursos naturais englobando a qualidade e o nível da água do rio, bem como a fauna e flora. O estudo detectou junto a moradores ligados à Reserva Extrativista do Xingu a percepção da existência de impactos futuros causando perdas de matas ciliares e igapós, externalizados pela moção nº 01 de 18 de outubro de 2015 encaminhada pelo conselho deliberativo da unidade de conservação. Percebeu-se que Belo Monte incorreu em erros já verificados em outras hidrelétricas da Amazônia, como o ocorrido no rio Tocantins com Tucuruí.

Os grandes projetos hidrelétricos são particularmente problemáticos na região amazônica em função da geografia que, por ser muito plana, faz com que sejam necessários lagos com uma extensão superior àqueles existentes em regiões brasileiras mais montanhosas. No caso específico de Tucuruí foi criado um reservatório imenso que levou à decomposição uma massa de árvores gigantesca e produziu uma catastrófica emissão de gases de efeito estufa que superou a poluição gerada por todos os veículos da cidade de São Paulo (VIEIRA et al., 2012).

Este e outros fatores têm levado a um maior foco sobre a produção de energia por meio de células fotovoltaicas. Reis, Prochnow e Serrano (2020) destacam que a indústria de células fotovoltaicas apresentou grande crescimento impulsionado tanto pela possibilidade de aplicação em projetos de grande escala baseados em usinas de geração como pelo seu uso em áreas já edificadas, ocupando a cobertura de casas, edifícios e estabelecimentos comerciais.

Contudo, a viabilidade financeira é uma preocupação constante relacionada ao uso das células fotovoltaicas, conforme destacam Salgado Jr. et al. (2017). Os resultados deste artigo vão ao encontro das descobertas apontadas em pesquisas anteriores que apontavam a inviabilidade financeira das células fotovoltaicas (HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014; MONTENEGRO, 2013; LACCHINI; SANTOS, 2013; RÜTHER; ZILLES, 2011; SALAMONI, 2004, 2009).

No entanto, outros trabalhos apontavam para a viabilidade financeira em condições específicas (NAKABAYASHI, 2014; MITSCHER; RÜTHER, 2012) e estudo mais recente de Gheiner, Siqueira e Macedo (2019), com foco no nordeste brasileiro, demonstraram que o investimento nesta fonte de energia limpa é viável financeiramente nas mais diferentes condições.

São estudos como esse que levam Barreto e Veiga (2019) a afirmar que a energia produzida por meio de células fotovoltaicas além de gerar uma energia limpa e renovável, assegurando a sustentabilidade ambiental, garante também a sustentabilidade econômica. Contudo, para se chegar a esta conclusão é necessária a realização da análise de viabilidade financeira sob condições de incerteza.

Segundo o dicionário Michaelis, incerteza quer dizer falta de certeza; dúvida; hesitação; indecisão; variabilidade. Risco, por sua vez, significa possibilidade de perigo incerto, mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou coisa; estar exposto, em perigo (MICHAELIS, 2009). A marcante diferença entre os termos denota de um lado a dúvida relacionada à variabilidade, e do outro o perigo, a exposição a ameaça, dano.

Para Savvidis (1994), mesmo que o futuro seja considerado incerto, é possível antecipar os resultados de alguns eventos. Isto se aplica na análise de investimentos, de modo que

[...] a avaliação de projetos depende, de um lado, da habilidade de identificar e entender a natureza das incertezas presentes nas principais variáveis do projeto, e no outro lado, em ter as ferramentas e metodologias para processar as implicações do risco no retorno do projeto (SAVVIDIS, 1994, p. 3).

A redução do risco, portanto, passa pela introdução da incerteza. A modelagem da incerteza permite avaliar seus impactos em projetos, tornando visível a sensibilidade e o risco que os desdobramentos das variáveis incertas trazem para o modelo. Agregar as incertezas no processo de tomada de decisão e suas análises reduz os riscos, da mesma forma que ignorar as complexidades e incertezas de um projeto de investimento torna-o mais arriscado (EMBLEMSVAG, 2003).

O processo para análise de risco (Figura 1) em projetos, de modo a mapear e compreender os impactos das incertezas, pode ser subdividido em sete etapas sequenciais: 1) a proposição de um modelo matemático; 2) a identificação das variáveis chave; 3) a definição da amplitude da variação destas variáveis chave; 4) a definição das distribuições de probabilidade de ocorrência da variáveis chave dentro dos intervalos definidos; 5) análise do modelo e das

correlações entre variáveis independentes; 6) simulação de cenários aleatórios dentro dos intervalos e probabilidades configurados; 7) análise probabilística dos resultados.

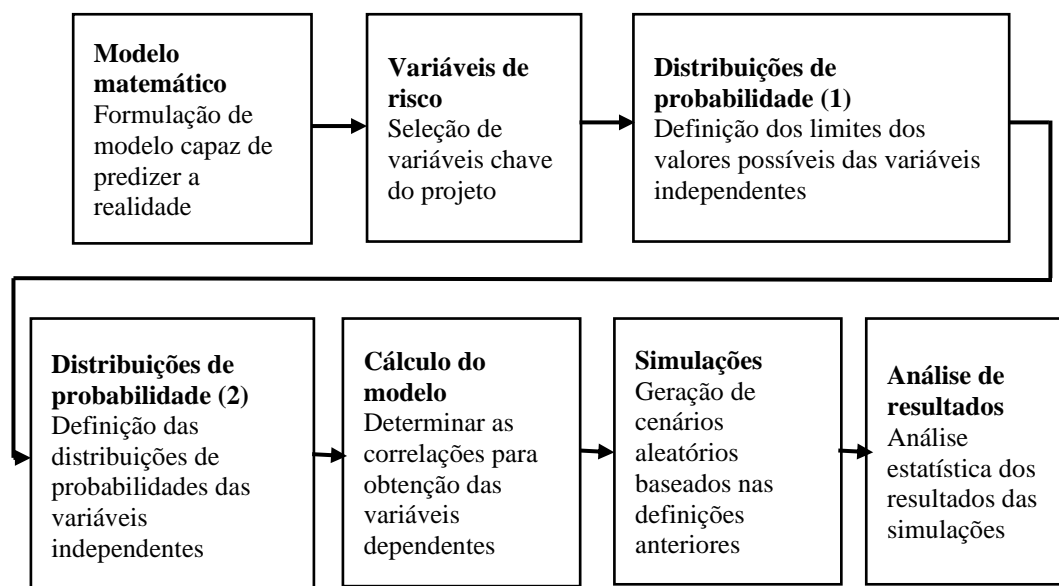


Figura 1 - Processo de análise de risco
Fonte: Savvidis (1994, p. 3)

A importância do risco no contexto da avaliação de investimentos reside na chance de se tomarem decisões ruins sem avaliar seus riscos. Exemplarmente, na escolha entre dois projetos observando seus VPLs, certamente se optará pelo com maior valor presente. Contudo, projetos com maiores retornos, na maioria dos casos, trarão consigo maiores riscos. Portanto, ao invés de confiar unicamente nos indicadores financeiros, um projeto deve considerar igualmente seus riscos (MUN, 2006).

Enquanto as análises de sensibilidade atentam para as consequências nas mudanças de cada variável sobre o modelo, e as análises de cenário investigam combinações plausíveis de variáveis, ambas se debruçam sobre uma quantidade limitada de possibilidades. Simulações de Monte Carlo são uma ferramenta orientada para interpretar uma distribuição com todas as combinações possíveis (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011).

Este tipo de ferramenta se desenvolveu com a disseminação dos computadores pessoais, que facultaram a operação de cálculos complexos e a criação de modelos computacionais aptos a processar centenas de milhares de resultados. A simulação de Monte Carlo é um gerador de números aleatórios que calcula múltiplos cenários escolhendo repetidas vezes valores randômicos para as variáveis onde há incerteza. Como consequência, todos os cálculos podem ser considerados, individualmente, aproximações com uso limitado (WIENER, 1999). A eleição das variáveis aleatórias respeita as distribuições de probabilidades pré-definidas pelo usuário (MUN, 2006).

Há duas formas de se estabelecer distribuições de probabilidades: a primeira é observando dados do passado, organizando as frequências verificadas. Com isto é possível inferir valores máximo e mínimo, construir um histograma de frequências e observar o formato

da distribuição encontrada (Figura 2). A distribuição da frequência de eventos passados, desta forma, orienta a distribuição das chances de eventos previstos.

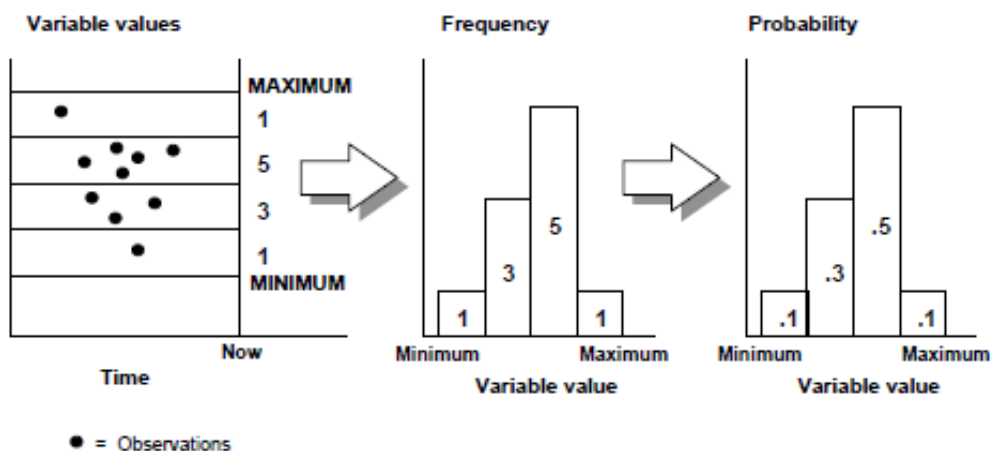


Figura 2 - Distribuição de frequência e distribuição de probabilidade
 Fonte: Savvidis (1994, p. 7)

A segunda forma é definir os limites e alocar as probabilidades baseando-se no julgamento do analista e em fatores subjetivos para se designar a distribuição da variável aleatória, situação comum quando os dados estão indisponíveis ou são caros para se adquirir (SAVVIDIS, 1994).

As distribuições de probabilidades que devem ser relacionadas com as variáveis independentes podem ser representadas graficamente. Quatro distribuições de frequência usuais são: normal, triangular, lognormal e binomial. Uma vez definidas as distribuições adequadas para cada variável independente, é possível rodar o modelo proposto, observando correlações entre estas, e tendo como saídas milhares de resultados da variável dependente (MURTHA, 2000).

3 METODOLOGIA

A simulação Monte Carlo foi implementada através de um programa desenvolvido pela empresa norte-americana Palisade, denominado @Risk. Esse programa se incorporou a uma planilha eletrônica no formato padrão do Microsoft Excel na forma de uma extensão (plug-in), exibindo uma nova aba com as funções probabilísticas. O programa permite configurar dezenas de formatos de distribuição, ajustando manualmente os limites de cada variável.

A presente pesquisa considerou apenas os preços e performance de sistemas fotovoltaicos encontrados no mercado brasileiro de janeiro de 2015 a março de 2016. A única tecnologia examinada foi a de painéis fotovoltaicos por ser a mais difundida e acessível, não se considerando outras tecnologias existentes como filmes finos e concentradores fotovoltaicos. Tampouco foram levadas em consideração possibilidades de incremento da eficiência dos equipamentos durante o uso. A instalação contemplada é a fixa, excluindo-se estruturas de direcionamento (*tracker*) de 1 e 2 eixos devido à variabilidade dos custos de fabricação e montagem, customizados por projetos.

Esse estudo trabalhou com um conjunto de variáveis e suas distribuições para as sete capitais dos estados localizados na região norte brasileira. Os parâmetros relacionados às variáveis utilizadas encontram-se descritos na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros para a Simulação

Variável	Base de dados de referência	Informações Inseridas
Dimensionamento de sistema residencial	Pesquisas nacionais e internacionais sobre difusão da tecnologia, notas técnicas e legislação brasileira: ANEEL (2015), EPE (2014), Ideal (2015, 2013), EPIA (2014), IEA (2014a)	1,5 kWp, 5,0 kWp, 10,0 kWp
Preço de sistema fotovoltaico	Comerciantes ativos no mercado brasileiro no segundo semestre de 2015 e primeiro trimestre de 2016; pesquisa de mercado Ideal (2015).	1,5 kWp: R\$14.295 5,0 kWp: R\$39.550 10,0 kWp: R\$70.800
Custo de manutenção	ENBAR (2010), EPRI (2010), Konzen (2014), EPE (2012), Montenegro (2013), Lachinni e Santos (2013), Holderman <i>et al</i> (2014), Mitscher e Ruther (2012).	0,5% a 1% a.a. Distribuição Uniforme
Localização / cidade	Eleição dos autores em considerar capitais da região norte.	Lista de capitais.
Insolação anual média	Dados do Atlas Solarimétrico do Brasil (Pereira et al., 2006), Metromon 7 e PVWatts Calculator (https://pywatts.nrel.gov); Ineichen (2014), Suri <i>et al</i> (2007), Vignola (2001), Perez <i>et al</i> (2001)	Média de três fontes de dados solarimétricos Distribuição Uniforme Individualizada por Cidade
Performance do sistema	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Konzen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), IEA (2014b)	75% a 80% Distribuição Uniforme
Preço presente da eletricidade	Preços praticados pelas concessionárias para consumidores residenciais em dezembro de 2015, segundo ANEEL (http://www.aneel.gov.br/tarifas)	R\$0,345 a R\$0,585 + ICMS
Reajuste anual de energia elétrica	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), histórico de preços de energia e da inflação disponibilizados por ANEEL (http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas) e IBGE (https://www.ibge.gov.br/estatisticas)	1% a 3% Distribuição Uniforme
Desgaste anual do sistema	Publicações realizadas por laboratórios de medição (Jordan e Krutz, 2012).	0,2% a 1% Distribuição Normal (com mediana em 0,5%)
Vida útil do sistema	Mitscher e Ruther (2012), Nakabayashi (2014), Montenegro (2013), Jordan e Krutz (2012), Vignola et al. (2014)	25 a 35 anos Distribuição Uniforme
Taxa de desconto anual	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Konzen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), Nakabayashi (2015)	10% a 12% a.a. Distribuição Uniforme

Fonte: elaborada pelos autores

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Belém

Belém possui uma radiação solar muito próxima à média nacional, com desvio menor que 1%, e preço de energia residencial entre os mais caros do país, perdendo apenas para o Rio de Janeiro em janeiro de 2016. O alto custo da energia elétrica da cidade fez com que o retorno de investimento fosse o 3º maior do Brasil e o melhor na região norte, apesar da insolação não ser elevada para os padrões nacionais. As saídas da simulação estão mostradas na Tabela 2.

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte tiveram VPL positivo em todas as simulações, alcançando a média de R\$ 36.577 de valor presente. As taxas internas de retorno mínimas foram de 17,26% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, chegando a 30,55% ao ano para sistemas com 35 anos, e TIR médio de 24,92% considerando todas as simulações.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte também resultaram em valores presentes sempre positivos, com média de valor presente líquido de R\$ 130.531 para um investimento de R\$ 39.550, alcançando valores a partir de R\$ 186.580 nos 5% melhores cenários. A taxa interna de retorno ficou acima de 24,87% em 95% dos casos, com média de 28,51%.

c) Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de maior porte, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores presentes positivos e altos, com mínima de R\$ 130.480 e máxima de R\$ 503.947. As taxas internas de retorno resultaram na atraente média de 30,96% ao ano, sendo superiores a 26,94% ao ano em 95% das simulações.

Tabela 2 - Resultados do modelo na cidade de Belém

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Belém	1.5	R\$12211	R\$36577	R\$75795	R\$22423	R\$53410
TIR / Belém	1.5	17.26%	24.92%	30.55%	21.22%	28.16%
VPL / Belém	5	R\$63433	R\$130531	R\$253342	R\$85501	R\$186580
TIR / Belém	5	22.46%	28.51%	35.10%	24.87%	32.21%
VPL / Belém	10	R\$130480	R\$269131	R\$503947	R\$179619	R\$381053
TIR / Belém	10	24.49%	30.96%	38.21%	26.94%	35.12%

Fonte: elaborada pelos autores

4.2 Boa Vista

Boa Vista teve os indicadores financeiros de seus sistemas fotovoltaicos ranqueados entre a 24ª (1,5 kWp) e 25ª (5,0 e 10,0 kWp) posições na comparação com os outros Estados brasileiros. Isto se explica pelo menor preço praticado entre as distribuidoras de energia, o que reduz o potencial de economia de eletricidade, mesmo com insolação diária média semelhante à média nacional. Em relação à região norte, a cidade apresentou valores presentes líquidos 18% inferiores à média da região, superando apenas Macapá (vide Tabela 3).

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de menor dimensão tiveram valor presente mínimo de R\$ 6.870 com TIR 14,30% ao ano em 25 anos, e foram superiores a R\$ 11.990 e 17,06% ao ano em 95% das simulações. Mesmo estando entre os 3 menores indicadores de retorno encontrados, o VPL médio ficou em R\$ 21.449 e a TIR em 19,73% ao ano.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, por sua vez, tiveram VPL médio de R\$ 79.319, ficando acima de R\$ 48.023 em 95% das simulações. As taxas de retorno estiveram acima de 19,33% em 95% das simulações, com média de retorno de 22,24% ao ano – a terceira pior média brasileira para sistemas de 5,0 kWp.

c) Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas condominiais resultaram em valores presentes médios de R\$ 166.622 com taxa interna de retorno média de 23,93%, repetindo a terceira pior performance média de sistemas brasileiros. Os mais baixos resultados das simulações foram valor presente próximo de R\$ 70.000 e TIR de 18,73% ao ano, por 25 anos, para um investimento inicial de R\$ 70.800.

Tabela 3 - Resultados do modelo na cidade de Boa Vista

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Boa Vista	1.5	R\$6870	R\$21449	R\$46349	R\$11992	R\$33224
TIR / Boa Vista	1.5	14.30%	19.73%	24.64%	17.06%	22.41%
VPL / Boa Vista	5	R\$31082	R\$79319	R\$169803	R\$48023	R\$118347
TIR / Boa Vista	5	17.17%	22.24%	27.50%	19.33%	25.12%
VPL / Boa Vista	10	R\$69973	R\$166622	R\$323799	R\$104003	R\$243349
TIR / Boa Vista	10	18.73%	23.93%	29.22%	20.86%	26.97%

Fonte: elaborada pelos autores

4.3 Macapá

A capital do Amapá merece especial atenção por representar o cenário de menores indicadores de retorno financeiro para sistemas fotovoltaicos residenciais entre todas as capitais brasileiras. Seus resultados balizam o menos positivo retorno que o investidor na autogeração tende a obter no Brasil, quando a energia é comercializada pelo mais baixo preço do país, influenciado pelas menores alíquotas de ICMS, resultando em um menor potencial de economia. A insolação média é a 22ª ranqueada entre as 27 capitais. A Tabela 4 apresenta os resultados do modelo na cidade de Macapá.

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte, com um investimento esperado de R\$ 14.295, tiveram VPL positivo em todas as simulações, alcançando a média de R\$ 10.455. As taxas internas de retorno mínimas foram de 10,8% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, com TIR médio de 15,62% considerando todas as simulações – os menores indicadores financeiros do total de quase 1 milhão de cenários.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, com investimento previsto de R\$ 39.550, também resultaram em valores presentes sempre positivos. A taxa interna de retorno ficou entre 14,95% e 20,05% ao ano em 90% dos cenários simulados, com média de 17,55% de TIR e R\$ 42.720 de VPL.

c) Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de maior porte, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores presentes com mínima de R\$ 26.819 e máxima de R\$ 203.306 – abaixo da média nacional e da média de 18 capitais. O TIR médio foi de 18,81% ao ano, com VPL de R\$ 93.426.

Tabela 4 - Resultados do modelo na cidade de Macapá

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Macapa	1.5	R\$413	R\$10455	R\$27197	R\$3917	R\$18306
TIR / Macapa	1.5	10.80%	15.62%	20.01%	13.08%	17.98%
VPL / Macapa	5	R\$10083	R\$42720	R\$99887	R\$21056	R\$70043
TIR / Macapa	5	12.59%	17.55%	22.40%	14.95%	20.05%
VPL / Macapa	10	R\$26819	R\$93426	R\$203306	R\$50084	R\$147015
TIR / Macapa	10	13.66%	18.81%	23.41%	16.22%	21.39%

Fonte: elaborada pelos autores

4.4 Manaus

A cidade do Amazonas possui o 5º menor índice de radiação solar do país, explicando em parte seu posicionamento como 18ª capital na classificação dos indicadores financeiros dentre as 27 do país e deste estudo. Na região norte, o retorno financeiro superou apenas Macapá e Boa Vista. De todo modo, Manaus teve resultados semelhantes à média da região (vide Tabela 5).

a) Sistemas 1,5 kWp

Com um investimento esperado de R\$ 14.295, os sistemas de menor porte tiveram VPL médio de R\$ 27.054. As taxas internas de retorno mínimas foram de 16,77% ao ano, estando acima de 18,88% em 95% das simulações, com TIR médio de 21,69%.

b) Sistemas 5,0 kWp

Com investimento previsto de R\$ 39.550, os sistemas de médio porte resultaram em valores presentes entre R\$ 61.818 e R\$ 142.413 em 90% das simulações. A TIR ficou acima de 21,44% em 95% das simulações, com média de 24,53%, a 18ª colocada entre as 27 capitais brasileiras.

c) Sistemas 10,0 kWp

Com investimento previsto de R\$ 70.800, os sistemas condominiais resultaram em valores presentes líquidos médios de R\$ 204.081. As taxas internas de retorno ficaram acima de 23,08% para 95% das simulações, com média de 26,48% ao ano. Quando comparadas localmente, as taxas internas de retorno de Manaus estão menos de 1% acima da média da região norte.

Tabela 5 - Resultados do modelo na cidade de Manaus

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Manaus	1.5	R\$10637	R\$27054	R\$54011	R\$16136	R\$40578
TIR / Manaus	1.5	16.67%	21.69%	26.59%	18.88%	24.47%
VPL / Manaus	5	R\$43001	R\$98000	R\$195501	R\$61818	R\$142413
TIR / Manaus	5	19.05%	24.53%	29.98%	21.44%	27.63%
VPL / Manaus	10	R\$95275	R\$204081	R\$378192	R\$130940	R\$293533
TIR / Manaus	10	20.52%	26.48%	32.15%	23.08%	29.88%

Fonte: elaborada pelos autores

4.5 Palmas

A capital do Tocantins teve o segundo melhor desempenho nos indicadores financeiros do modelo entre as capitais da região norte, ficando atrás apenas de Belém, e na 8ª posição quando comparada com todas as capitais brasileiras. A radiação solar é a maior da região norte, e uma das 10 maiores do país. Os resultados da simulação para a cidade de Manaus podem ser vistos na Tabela 6.

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de 1,5 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 14.295, resultaram em valores presentes líquidos simulados entre R\$ 13.333 e R\$ 59.530, estando acima de R\$ 19.181 em 95% dos casos. A média do VPL foi de R\$ 31.168, com uma taxa média de retorno de 23,1% ao ano.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de 5,0 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 39.550, tiveram valor presente líquido médio em torno R\$ 111.762, com uma taxa interna de retorno média de 26,21%. O TIR para sistemas de 5,0 kWp flutuou entre 22,89% e 29,59% ao ano em 90% das simulações realizadas.

c) Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de 10,0 kWp, que exigem investimento inicial estimado em R\$ 70.800, resultaram em VPLs acima de R\$ 151.207 em 95% dos cenários rodados na capital do Tocantins, com média de R\$ 231.517. A TIR ficou acima de 24,73% nos mesmos 95% dos casos, com média de 28,36% de retorno ao ano.

Tabela 6 - Resultados do modelo na cidade de Palmas

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Palmas	1.5	R\$13333	R\$31168	R\$59530	R\$19181	R\$45851
TIR / Palmas	1.5	18.14%	23.10%	28.68%	20.12%	26.07%
VPL / Palmas	5	R\$48706	R\$111762	R\$219308	R\$72049	R\$162035
TIR / Palmas	5	20.27%	26.21%	32.07%	22.89%	29.59%
VPL / Palmas	10	R\$105418	R\$231517	R\$458100	R\$151207	R\$328902
TIR / Palmas	10	22.15%	28.36%	34.73%	24.73%	32.03%

Fonte: elaborada pelos autores

4.6 Porto Velho

Porto Velho apresentou os indicadores de resultado financeiro mais próximos das médias nacionais para sistemas de 5,0 e 10,0 kWp, sendo seus resultados representativos para a média brasileira em sistemas residenciais de médio e grande portes. A cidade possuía uma das 5 maiores tarifas de energia em janeiro de 2016, e tem radiação solar menos de 1% abaixo da média nacional. A tabela 7 revela os valores de VPL e TIR para o modelo na cidade de Porto Velho.

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte, simulados na capital de Rondônia, obtiveram valor presente líquido médio de R\$ 28.570, estando acima de R\$ 17.254 em 95% das situações. A taxa interna de retorno ficou em 22,21% ao ano, na média, estando acima de 19,31% em 95% dos cenários simulados.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de dimensão intermediária, com 5,0 kWp de potência, resultaram em valores presentes líquidos acima de R\$ 65.396 em 95% das simulações, com taxa interna de retorno acima de 21,95%. Na média, o VPL ficou em R\$ 102.994, e a TIR em 25,15% ao ano.

c) Sistemas 10,0 kWp

Sistemas residenciais de maior dimensão, com 10,0 kWp de potência, tiveram o 13º melhor resultado médio do Brasil, semelhante à média nacional, com VPL um pouco acima de R\$ 214.000 e TIR de 27,17% ao ano. Nos melhores cenários, em 5% dos casos, o VPL esteve acima de R\$ 306.786, com TIR acima de 30,67% ao ano.

Tabela 7 - Resultados do modelo na cidade de Porto Velho

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Porto Velho	1.5	R\$10785	R\$28570	R\$57170	R\$17254	R\$42622
TIR / Porto Velho	1.5	16.38%	22.21%	27.09%	19.31%	25.10%
VPL / Porto Velho	5	R\$45906	R\$102994	R\$196663	R\$65396	R\$148665
TIR / Porto Velho	5	19.48%	25.15%	30.52%	21.95%	28.33%
VPL / Porto Velho	10	R\$97750	R\$214073	R\$403816	R\$139467	R\$306786
TIR / Porto Velho	10	21.28%	27.17%	33.27%	23.65%	30.67%

Fonte: elaborada pelos autores

4.7 Rio Branco

A capital do Acre recebe radiação solar semelhante à média das 27 capitais brasileiras, justificando seu posicionamento com 10º a 11º entre os indicadores de retorno simulados no presente estudo. Em sua região norte, o desempenho dos indicadores observados esteve abaixo apenas de Belém e muito próximos de Palmas, onde as tarifas de eletricidade e as alíquotas de tributos são similares (vide tabela 8).

a) Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte, com um investimento esperado de R\$ 14.295, tiveram VPL médio de R\$ 30.429. As taxas internas de retorno mínimas foram de cerca de 17% ao ano

em sistemas com 25 anos de durabilidade, com TIR médio de 22,84% quando consideradas todas as simulações.

b) Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, com investimento previsto de R\$ 39.550, resultaram em valores presentes entre R\$ 69.806 e R\$ 157.460 em 90% dos cenários simulados, quando a taxa interna de retorno oscilou entre 22,64% e 29,23% ao ano. O valor presente médio de R\$ 109.240 foi 8% acima da média brasileira.

c) Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas residenciais de maior porte, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores presentes acima de R\$ 147.891 em 95% dos cenários, quando a taxa de retorno esteve acima de 24,41%. Em média, o VPL ficou em torno de R\$ 226.470 com uma TIR de aproximadamente 28% ao ano.

Tabela 8 - Resultados do modelo na cidade de Rio Branco

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Rio Branco	1.5	R\$11469	R\$30429	R\$63372	R\$18458	R\$45088
TIR / Rio Branco	1.5	16.95%	22.84%	27.99%	19.89%	25.80%
VPL / Rio Branco	5	R\$50355	R\$109240	R\$208323	R\$69806	R\$157460
TIR / Rio Branco	5	20.40%	25.90%	31.57%	22.64%	29.23%
VPL / Rio Branco	10	R\$110093	R\$226470	R\$412375	R\$147891	R\$324230
TIR / Rio Branco	10	22.23%	28.01%	34.48%	24.41%	31.59%

Fonte: elaborada pelos autores

4.8 Análise Global

Os resultados sintetizados – expressos em valores médios – da simulação realizada no presente estudo podem ser observados na Tabela 9. Lá percebe-se que em nenhum momento os sistemas fotovoltaicos residenciais apresentaram um desempenho financeiro desfavorável que tornasse o investimento inviável do ponto de vista financeiro. O pior resultado obtido foi em Macapá com um sistema de 1,5 kWp em que se obteve uma taxa interna de retorno de 15,62% e valor presente líquido de R\$10.455. Na outra ponta obteve-se uma taxa interna de retorno de 30,96% e um valor presente líquido de R\$269.131 em Belém. Mesmo trabalhando com os valores mínimos obtidos durante a simulação, os sistemas mostraram-se viáveis em todas as cidades pesquisadas, conforme se pode observar nos resultados apresentados nas tabelas 2 a 8.

Tabela 9 - Resultados médios do modelo para todas as cidades e dimensões

Cidade	1.5 kWp		5,0 kWp		10,0 kWp	
	VPL	TIR	VPL	TIR	VPL	TIR
Belém	36.577	24,92%	130.531	28,51%	269.131	30,96%
Boa Vista	21.449	19,73%	79.319	22,24%	166.622	23,93%
Macapá	10.455	15,62%	42.720	17,55%	93.426	18,81%
Manaus	27.054	21,69%	98.000	24,53%	204.081	26,48%
Palmas	31.168	23,10%	111.762	26,21%	231.517	28,96%
Porto Velho	28.570	22,21%	102.994	25,15%	214.073	27,17%
Rio Branco	30.429	22,84%	109.240	25,90%	226.470	28,05%

Fonte: elaborada pelos autores

Os resultados apresentados nesse artigo são um avanço em relação a pesquisas anteriores que apontavam pela não recomendação do investimento em células fotovoltaicas

(MONTENEGRO, 2013; LACCHINI; SANTOS, 2013; HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014; RÜTHER; ZILLES, 2011; SALAMONI, 2004, 2009) ou que se mostravam favoráveis ao investimento somente em condições específicas (MITSCHER; RÜTHER, 2012; NAKABAYASHI, 2014).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação de viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos residenciais é particularmente complexa no Brasil: cada capital estadual possui custos de energia e taxas de radiação solar próprias, além de uma incidência tributária sobre circulação de bens e comercialização de energia diferenciada para cada unidade da federação. A geração de energia fotovoltaica possui horizonte de no mínimo 25 anos, de modo que informações de cunho financeiro e a insolação anual tendem a variar substancialmente pelo ambiente político e por fenômenos naturais cíclicos como o *el niño*, enquanto variáveis como o preço da energia elétrica residencial tendem a ser estimadas com alto nível de imprecisão em um prazo tão longo (KONZEN, 2014).

Desse modo, o presente estudo objetivou analisar, com apoio da simulação Monte Carlo, a viabilidade financeira de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira, como alternativa sustentável para a região Amazônica, considerando os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica.

Daí a relevância de usar a simulação Monte Carlo. A premissa do método é justamente a de não existir uma resposta precisa para modelos matemáticos onde há risco e incerteza, independente do indicador a ser calculado. O método gera milhares de saídas aleatórias possíveis a partir de distribuições de probabilidades pré-definidas para as variáveis existentes, que são compilados e utilizados para tomar decisões (MUN, 2006).

As análises mostraram cenários positivos em todas as capitais estudadas, com as menores taxas internas de retorno para a capital Macapá para sistemas de 1,5 kWp, 5 kWp e 10 kWp, com valores de 10,80%, 12,59% e 13,66%, respectivamente.

Trata-se de um alento a todos aqueles que desejam o avanço das fontes de energia limpa na matriz energética brasileira, uma vez que ao lado do desejo de mitigar os graves problemas ambientais no Brasil e no mundo, começa-se a ter agora um forte aliado na figura da viabilidade financeira.

A principal limitação desse estudo reside nas escolhas metodológicas em relação à análise aplicada. Os resultados se mostram válidos apenas para as distribuições e parâmetros descritos na metodologia. Porém, ressalta-se que buscou-se sustentar cada uma dessas escolhas com base na literatura sobre o tema.

Como sugestões de estudos futuros propõem-se examinar os resultados do modelo para outras tecnologias existentes como filmes finos e concentradores fotovoltaicos, além de outras localidades e atualização de alguns parâmetros tecnológicos. Por fim, a continuação do presente estudo também poderia ser feita com a extensão da discussão financeira para uma discussão ambiental, onde os efeitos benéficos desse sistema ao meio ambiente seriam estimados, ao invés do impacto financeiro. Ou seja, um estudo que possa expandir a ótica individual (do investidor) para uma ótica coletiva (social).

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL**. Brasília, 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf. Acesso em: 07 set. 2020.

BARRETO, W. F.; VEIGA, A. J. P. Energia solar: Um futuro sustentável para Vitória da Conquista-BA. **Geopauta**, v. 3, n. 2, p. 77-95, 2019. <https://doi.org/10.22481/rg.v3i2.5212>

BARROS, Luisa Valentim. **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro**. São Paulo, 2014. 113f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração/Instituto de Energia e Ambiente/Instituto de Física, Universidade de São Paulo, 2014. <https://doi.org/10.11606/D.86.2014.tde-11092014-152117>. Acesso em 07 set. 2020.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; ALLEN, F. **Principles of Corporate Finance**. Irwin: McGraw Hill, 2011.

EMBLEMSVAG, Jan. **Life-Cycle Costing: Using Activity-Based Costing and Monte Carlo Methods to Manage Future Costs and Risks**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003.

ENBAR, Nadav. **Utility/Lab Workshop on PV Technology and Systems**. Arizona: National Renewable Energy Laboratory, 2010. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49854.pdf>. Acesso em 07 set. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2012.

_____. **Nota Técnica: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2014.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION [EPIA]. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018**. Brussels: European Photovoltaic Industry Association, 2014. Disponível em: <https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/79.pdf>. Acesso em 07 set. 2020.

ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE [EPRI]. **Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges**. California: Eletric Power Research Institute, 2010. Disponível em: <https://www.epri.com/research/products/000000000001021496>. Acesso em: 07 set. 2020.

FAINGUELERNT, M. B. Impactos da Usina Hidrelétrica de Belo Monte: Uma análise da visão das populações ribeirinhas das reservas extrativistas da Terra do Meio. **Civitas**, v. 20, n. 1, p. 43-52, jan/abr 2020. <http://dx.doi.org/10.15448/1984-7289.2020.1.35906>

GHEINER, F. W. ; SIQUEIRA, J. R. M. ; [MACEDO, M. A. S.](#) Sistemas de Informação e Geração de Energia Limpa: Um Estudo sobre a Viabilidade Financeira de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais em Capitais Nordestinas Brasileiras. *In*: Contecsi, 16., 2019. **Anais...** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2019, p. 1-21. DOI: 10.5748/16CONTECSI/SOC-6306.

GOLDENBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos Avançados**, v.21, n.59, p. 7-20, jan/abr 2007.

GRISOTTI, M.; MORAN, E. F. Os novos desafios do desenvolvimento na região amazônica. **Civitas**, Porto Alegre, v. 20, n. 1, p. 1-4, jan.-abr. 2020. <http://dx.doi.org/10.15448/1984-7289.2020.1.36617>

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, n.67, p. 612-617, abr. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS PARA A AMÉRICA LATINA [IDEAL]. **Estudo sobre o Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil em 2015**. Florianópolis: Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina, 2015. Disponível em: https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final. Acesso em: 07 set. 2020.

- _____. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaico em 2013**. Florianópolis: Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina, 2013.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **Technology Roadmap – Solvar Photovoltaic Energy 2014 edition**. Paris: International Energy Agency, 2014a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-solar-photovoltaic-energy-2014>. Acesso em 07 set. 2020.
- _____. **Analysis of Long-Term Performance of PV Systems**. Paris: International Energy Agency, 2014b. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA_PVPS_T13_ST1_Final_02_2015-2.pdf. Acesso em: 07 set. 2020.
- INEICHEN, P. Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation. **Energy Procedia**, v. 48, p.1586-1596, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.179>
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA [IBGE]. **IBGE atualiza Mapa da Amazônia Legal**. 2020. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/28089-ibge-atualiza-mapa-da-amazonia-legal>. Acesso em: 19 set. 2020.
- JÄCKEL, P. **Monte Carlo Methods in Finance**. New Jersey: Wiley, 2002.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Photovoltaic degradation rates – an analytical review**. Journal Article NREL/JA-5200-51664, 2012, Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. Acesso em: 07 set. 2020.
- JORDAAN, I. **Decisions under Uncertainty: Probabilistic Analysis for Engineering Decisions**. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- KONZEN, G. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação via Modelo de Bass**. São Paulo, 2014. 108 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo: 2014. Disponível em: http://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf. Acesso em: 07 set. 2020.
- LACCHINI, C., SANTOS, J. C. V. Dos. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, p.183-189, abr. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.033>
- MICHAELIS. **Moderno dicionário da língua portuguesa**. São Paulo: Melhoramentos, 2009.
- MIHELICIC, J. R. et al. **Engenharia Ambiental: Fundamentos, Sustentabilidade e Projeto**. Rio de Janeiro: LTC, 2018.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA [MME]. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2014.
- MITSCHER, M., RUTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brasil. **Energy Policy**, v. 49, p.688-694, out. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>
- MONTENEGRO, A. de A. **Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil**. Florianópolis, 2013. 211 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/130917>. Acesso em 08 set. 2020.
- MUN, J. **Modelink Risk – Applying Monte Carlo Simulation, Real Options Analysis, Forecasting and Optimization Techniques**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2006.
- MURTHA, J. A. **Decisions involving uncertainty: an @RISK tutorial for the petroleum industry**. New York: Palisade Corp, 2000.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. São Paulo, 2014. 107f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2014.
<https://doi.org/10.11606/D.106.2014.tde-26012015-141237>. Acesso em 08 set. 2020.

_____. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**. 2015. Instituto de Energia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Divulgado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>. Acesso em 08 set. 2020.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. De; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE / CPTEC, 2006.

PEREZ, R.; KMIĘCIK, M.; ZELENKA, A.; RENNE, D.; GEORGE, R. Determination of the Effective Accuracy of Satellite-Derived Global, Direct and Diffuse Irradiance in the Central United States. *In: Annual Conference of the American Solar Energy Society*, 31., 2001, Washington. **Anais...** Washington: ASES, 2001, p. 1-5.

PINTO, M. P. G.; OLIVEIRA, B. O. S.; VALENTE, K. S. Avaliação de impactos antropogênicos em córregos na zona urbana da Amazônia Ocidental: Humaitá, Amazonas, Brasil. **Revista Brasileira de Meio Ambiente**, v. 8, n. 3, p. 2-12, 2020.
<https://doi.org/10.5281/zenodo.3874132>

REIS, M. A. F.; PROCHNOW, T. R.; SERRANO, A. Ciências e matemática em pesquisas pertinentes às células fotovoltaicas de silício na engenharia. **Revista de Ensino de Engenharia**, v. 39, p. 39-49, 2020. DOI: 10.37702/REE2236-0158.v39p39-49.2020

RUTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, mar. 2011.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>

SALAMONI, I. T. **Um Programa Residencial de Telhados Solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. Florianópolis, 2009. 200f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2009. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/92659/270188.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em 08 set. 2020.

_____. **Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. Florianópolis, 2004. 155f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

SALGADO JÚNIOR, A. P. et al. O impacto nas variações das matrizes energéticas e uso da terra: Estudo sobre a eficiência Ambiental do G20. **Revista Eletrônica de Administração**, v. 23, n. 2, p. 306-332, mai/ago 2017.
<http://dx.doi.org/10.1590/1413.2311.013.62781>

SAVVIDIS, S. Risk Analysis in Investment Appraisal. **Project Appraisal**, v. 9, n. 1, p. 3-18, mar. 1994. <https://doi.org/10.1080/02688867.1994.9726923>

SOUZA, V. M. Divulgação de passivos ambientais no Pará: Uma análise das autuações do IBAMA. **AOS – Amazônia, Organizações e Sustentabilidade**, v. 9, n. 1, p. 145-161, jan/jun 2020. <http://dx.doi.org/10.17648/aos.v9i1.1649>

SURI, M.; HULD, T.; DUNLOP, E.; ALBUISSON, M.; LEFEVRE, M. Uncertainties in solar electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. *In: European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 22., 2007. **Anais...** Milão: European Commission, set. 2007, p. 1-5.

VIEIRA, I. C. G.; TOLEDO, P. M.; SANTOS JUNIOR, R. A. O.; COELHO, A. S.; KASECKER, T. P.; BAIÃO, P. C. Amazônia. *In: SCARANO, F. R.; SANTOS, I. L.; MARTINS, A. C. I.; SILVA, J. M. C.; GUIMARÃES, A. L.; MITTERMEIR, R. A. (Orgs.) Biomass brasileiros: Retratos de uma país plural*. Rio de Janeiro: Casa da Palavra, 2012, p. 128-164.

VIGNOLA, F. Variability of Solar Radiation Data Over Short Time Intervals. *In*: Annual Conference of the American Solar Energy Society, 31., 2001, Washington. **Anais...** Washington: ASES, 2001.

VIGNOLA, F.; PETERSON, J.; KESSLER, R.; LIN, F.; MARION, B; ANDERBERG, A.; MAVROMATAKIS, F. PV Module Performance After 30 Year Without Washing. *In*: Intersolar North America Conference, 2014. **Anais...** San Francisco, American Solar Energy Society, jun. 2014, p. 1-5. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2815.6960>

WIENER, Z. Introduction to VaR (Value-at-Risk). *In*: Galai, D., Ruthenberg, D., Sarnat, M., & Schreiber, B., editors, **Risk Management and Regulation in Banking**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999. p. 47–63.