

ENERGIA LIMPA NA REGIÃO SUDESTE DO BRASIL: UMA ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS

FERNANDO GHEINER

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

JOSÉ RICARDO MAIA DE SIQUEIRA

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE (UFF)

MARCELO ALVARO DA SILVA MACEDO

ENERGIA LIMPA NA REGIÃO SUDESTE DO BRASIL: UMA ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS

1. Introdução

Há uma correlação entre as concentrações de dióxido de carbono e o aumento de temperatura no planeta Terra, antes do final do século XVIII, no início da era industrial, essas concentrações jamais haviam ultrapassado 290 partes por milhão, atualmente encontram-se em 387 partes por milhão e continuam subindo. Dados mostram que temperaturas “mesmo 3° acima da média pré-industrial não foram vistas desde o período Plioceno” (CHARLES, 2011). Os efeitos da elevação das concentrações de dióxido de carbono sobre a temperatura são imprevisíveis.

GORE (2008) destaca que os combustíveis fósseis são particularmente danosos ao clima do planeta, já que sua queima gera diariamente um resíduo de dióxido de carbono na casa de 70 milhões de toneladas. Esses combustíveis não se limitam apenas ao petróleo, mas se estendem a outras formas muito mais impactantes ao meio ambiente, como as areias betuminosas, o xisto betuminoso e o carvão.

É verdade que o uso de energia é mal distribuído ao redor do globo, afinal, uma europeu ocidental médio usa 5,5 vezes mais energia que um africano médio e que um norte-americano médio usa nove vezes mais energia que um indiano médio, mas o consumo mundial vem subindo inexoravelmente independente de guerras, instabilidade de preços e recessões ((MEADOWS; RANDERS; MEADOWS, 2004).

Algumas correntes, como o ecossocialismo, vem defendendo a organização da “produção em função das necessidades sociais e da proteção necessária ao meio ambiente” (LOWY; DUMÉNIL; RENAULT, 2015). Para os ecossocialistas, uma das principais limitações da ecologia política é não considerar a contradição intrínseca entre o meio ambiente e o processo capitalista, que se funda sobre a acumulação dos lucros e o crescimento ilimitado do capital (LOWY, 2014).

No entanto, essa corrente está longe de ser hegemônica, mesmo entre os movimentos de esquerda. Assim, apesar das contribuições que possam vir deste campo do pensamento, fica patente que atender a essa demanda contínua e crescente por energia com emissão de poluentes é um terrível equívoco. Uma das graves consequências do aquecimento global é a elevação no nível dos oceanos, fruto do derretimento das geleiras no solo e da expansão dos mares pelo calor. Lovelock (2010) chama a atenção para esse dado já que foi aqui que ocorreram as maiores distorções nas previsões do IPCC, apresentando uma velocidade de crescimento 1,6 vezes superior ao que havia sido previsto e trazendo todas as consequências nefastas para as populações a beira-mar, ecossistemas e culturas agrícolas.

Tais efeitos daninhos levam a uma discussão crescente sobre o uso de fontes de energia limpa, como a eólica e a solar. Veyret (2012) destaca que a energia produzida pelo sol é suficiente para alimentar um consumo mundial de energia 10 mil vezes superior. Gore (2009) segue na mesma linha abordando a importância crescente do uso de células fotovoltaicas, que produz energia quando os fótons existentes na luz solar atingem o painel eles liberam os elétrons dos átomos no material fotovoltaico, movendo-os em uma direção e tornando-se assim uma corrente elétrica. As células fotovoltaicas têm apresentando um comportamento similar ao descrito pela Lei de Moore aplicável aos chips de computador, e tem obtido uma redução acentuada nos custos de produção a cada intervalo de 18 a 24 meses.

No Brasil, políticas de energias alternativas foram implementadas em diferentes momentos - como o pró-álcool entre 1976 e 1985, revivido nos anos 2000 com os veículos bicompostível. Há uma gritante diferença de produtividade entre o etanol e a energia

fotovoltaica: um hectare de placas fotovoltaicas move um veículo com motor elétrico por uma distância 310 vezes maior que a mesma área com plantação de cana moveria um veículo com motor combustão - mas os incentivos para a energia solar ainda são tímidos quando comparados ao histórico do etanol (Ruther, 2015).

2. Problema de Pesquisa e Objetivo

Apesar dos avanços observados nos últimos anos, diversos autores fizeram análises sobre investimentos fotovoltaicos no Brasil, tendo concluído que o investimento ou não é recomendado (MONTENEGRO, 2013; SALAMONI 2009; RÜTHER e ZILLES, 2010; LACCHINI e SANTOS, 2013; HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; SALAMONI 2004) ou se mostra favorável somente em condições específicas (NAKABAYASHI, 2014; MITSCHER E RÜTHER, 2013). Entretanto, desde 2014 houve elevações sensíveis nos preços de eletricidade para o consumidor residencial, alterando este cenário.

No Brasil, sistemas fotovoltaicos residenciais podem ter até 10kWp pela regulamentação vigente, enquanto o consumo médio residencial no país em 2014 foi de 167 kWh / mês (MME, 2015). Este consumo médio seria suprido por sistemas de entre 1,5 e 2,0 kWp nas cidades brasileiras, incluindo as de menor insolação como Porto Alegre e São paulo, enquanto em países pioneiros na adoção da tecnologia, o tamanho médio dos sistemas é de 6 kWp na Alemanha, 5 kWp nos Estados Unidos e 3,5 kWp no Reino Unido (KOZEN, 2014).

A radiação é frequentemente dada como uma variável precisamente mensurada, porém seu cálculo possui uma incerteza relevante. Medições feitas por satélites consideram áreas entre 100 e 30.000m², calculando a incidência solar por meio de algoritmos que levam em conta a nebulosidade nas imagens processadas. Medições realizadas em estações terrestres são influenciadas pelo movimento das nuvens, gerando diferenças significativas em medições próximas (INEICHEN, 2014).

Em um país com dimensões continentais e gerido como federação, há ainda a particularidade de tanto os preços da energia elétrica, quanto os impostos incidentes sobre seu consumo apresentarem variações regionais de acordo com a operadora e as regras tributárias do Estado, respectivamente. Há oscilações na comparação entre as unidades federativas não só nos valores, mas também nas faixas de consumo delimitadas para precificação, e nas faixas de consumo para tributação. Por fim, há ainda incentivos - como a isenção por tempo limitado do ICMS na autoprodução - que variam de acordo com cada Estado.

Neste contexto, se coloca para o consumidor de energia elétrica, agora com possibilidade de se tornar um produtor, o problema que motiva o presente trabalho: qual o retorno esperado de investimentos residenciais em produção de energia com sistemas fotovoltaicos na região sudeste do Brasil? Assim, esta exploração tem como objetivo analisar o retorno de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira nas quatro capitais localizadas no sudeste brasileiro, considerando variáveis como os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica, a regulamentação local e a variabilidade na incidência solar.

3. Fundamentação Teórica

Para calcular a produtividade de um sistema de geração fotovoltaica, Lacchini e Santos (2013), desenvolvem o cálculo através da seguinte fórmula:

$$(1.1) \text{ Energia (KW)} = \text{Radiação Solar Anual} \times \text{Eficiência Painéis} \times \text{Área Painéis} \times \text{Performance Sistema}$$

A energia total gerada será determinada pela incidência de radiação solar na área ocupada pelos painéis. A eficiência dos painéis multiplicada pela área ocupada resultará na capacidade do sistema – por exemplo, 10m² ocupados com painéis com 15% de eficiência na conversão de luz em eletricidade resultarão em um sistema de 1,5 kWp. Portanto, a fórmula da produtividade pode ser simplificada para:

$$(1.2) \quad \text{Energia (KW)} = \text{Radiação Solar Anual} \times \text{Capacidade do Sistema} \times \text{Performance Sistema}$$

A capacidade instalada será reduzida pela taxa de performance, geralmente estimada entre 75 e 80% da capacidade nominal para sistemas novos. Este valor considera perdas do inversor, cabos, conectores, sombras, poeira, indisponibilidade eventual do sistema ou da rede, entre outros. Ainda, anualmente a performance é reduzida pela degradação natural do sistema.

Em termos práticos, isto significa que, em um sistema de igual capacidade terá sua produtividade impactada pela radiação solar da localidade onde for instalado e pela performance e degradação acumulados. Para fins comparativos, foi simulada a produtividade de um sistema pequeno, de 1kWp (4 placas de 250W), em diversas cidades pelo mundo, considerando a taxa de performance de 80%, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Radiação e produção de energia, médias em sistemas de 1kWp

Cidade	Radiação anual média (kWh / m² / dia)	Produção mensal esperada (kWh)
Los Angeles	6.13	128
Miami	5.77	122
Recife	5.70	119
Rio de Janeiro	5.39	112
Tel Aviv	5.16	112
Atenas	5.03	110
Salvador	5.16	107
Brasília	4.95	102
Bogotá	4.60	99
Curitiba	4.70	98
Montreal	4.27	96
Santiago	4.13	89
São Paulo	3.96	86
Porto Alegre	3.79	81
Sydney	3.62	78
Munique	3.42	74
Paris	3.22	74
Copenhague	3.03	71

Fonte: U.S. Departamento of Energy / PVWatts Calculator.

Ineichen (2014) comparou 18 estações terrestres com dados de 7 satélites, com 8 anos de dados em intervalos de 15 minutos, encontrando uma precisão de 17% na radiação global mensurada. O mesmo autor havia comparado, em 2011, 23 estações terrestres com 5 satélites com 9 anos de intervalo, tendo encontrado incerteza de +-16%. Suri *et al* (2007) comparou 18 anos de dados, encontrando uma variabilidade interanual de 10% em regiões costeiras e entre 4 e 6% na média geral.

Vignola (2001) analisou dados da estação terrestre da Universidade de Oregon, coletados a cada 2 segundos por intervalos de 5 minutos, para verificar a influencia da amostragem no resultado. A comparação entre dois blocos de dados consecutivos, um 5 minutos após o outro, em diferentes meses, gerou um desvio padrão entre 11 e 32%. Peres *et al* (2001) compararam medições de 19 estações terrestres e um satélite em 1999 com diferentes intervalos, de um minuto a uma hora, encontrando para a radiação global uma imprecisão de 15%.

No Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2006) mapeou a variabilidade interanual por regiões. O valor mínimo encontrado foi de 3,4% na região Nordeste, e o máximo foi de 13,2% na região Sul do país – parâmetros próximos aos observados por Suri *et al* (2007).

Portanto, é preciso levar em consideração nas projeções de geração energética em sistemas fotovoltaicos que diferentes pesquisas que comparam dados de radiação solar encontram uma imprecisão em torno de 15-17% e uma variabilidade anual entre 3,4% e 13,2% (INEICHEN, 2014; INEICHEN, 2011, SURI *et al*, 2007; PERES *et al*, 2001, PEREIRA *et al* 2006).

Além da variabilidade da incidência solar, outras variáveis possuem parâmetros a serem determinados, como custo de manutenção, queda de performance anual do sistema, inflação no preço da eletricidade e vida útil, entre outros, conforme listado na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros para a Simulação

Variável	Base de dados de referência	Parâmetros Usados
Custo de manutenção	ENBAR (2010), EPRI (2010), Kozen (2014), EPE (2012), Montenegro (2013), Lachinni e Santos (2013), Holderman <i>et al</i> (2014), Mitcher e Ruther (2012).	0,5 a 1% ao ano
Insolação anual média	Dados do Atlas Solarimétrico do Brasil (Pereira <i>et al</i> 2006), Metromon 7 e PVWatts Calculator; Ineichen (2014), Suri <i>et al</i> (2007), Vignola (2001), Perez <i>et al</i> (2001)	Radiação anual média de três fontes de dados solarimétricos
Performance do sistema	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Kozen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), IEA (2014)	75% a 80%
Preço da eletricidade no presente	Preços praticados pelas concessionárias para consumidores residenciais em dezembro de 2015, segundo ANEEL.	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 e IBGE.	1% a 3%
Desgaste anual do sistema	Publicações realizadas por laboratórios de medição (Jordan e Krutz, 2012) e especificações técnicas de equipamentos.	0,2% a 1%
Vida útil do sistema	Mitcher <i>et al</i> (2012), Nakabayashi (2014), Montenegro (2013), Jordan e Krutz (2012), Vignola (2014)	25 a 35 anos
Taxa de desconto anual	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Kozen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), Nakabayashi (2015)	10% a 12 %

Para lidar com numerosas variáveis, o método de Monte Carlo é mais recomendável do que análises de sensibilidade e construção de cenários visto que o primeiro considera todas as possíveis combinações, permitindo a análise de todos os resultados e suas probabilidades. A análise de sensibilidade considera o efeito de se alterar uma variável por vez, enquanto a construção de cenários leva em consideração uma combinação limitada de combinações plausíveis entre as variáveis (BREALEY, MYERS e ALLEN; 2011).

A simulação Monte Carlo foi realizada através do programa @Risk, desenvolvido pela empresa Palisade. O funcionamento se assemelha a uma extensão (*plug-in*) de Excel, exibindo uma nova aba com as funções probabilísticas. O programa permite acertar mais de 60 formatos de distribuição, ajustando 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, etc.) em intervalos probabilísticos de variáveis aceitáveis.

Assim, para potencializar ao máximo a capacidade computacional (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 determinado o número de 10.000 combinações aleatórias para cada simulação. Sendo obtido, portanto, um número elevado de valores para as taxas internas de retorno e valores presentes líquidos.

Dada a imprevisibilidade dos dados solarimétricos descrita no referencial teórico foi feita uma média de três bases de dados, cujos os valores envolvidos podem ser observados na Tabela 3.

Tabela 3 - Radiação solar no plano inclinado de diferentes medições – kWh / m2

Cidade	PVWatts	Meteonorm 7	CEPEL / Atlas Solarimetricc	Média
Aracaju	1953	1963	2008	1974
Belém	1810	1844	1843	1833
Belo Horizonte	2055	1586	1741	1794
Boa Vista	1887	1788	1799	1825
Brasília	1719	1946	1869	1844
Campo Grande	1664	1936	1872	1824
Cuiabá	1726	1860	1905	1831
Curitiba	1299	1588	1413	1433
Florianopolis	1391	1572	1632	1531
Fortaleza	1894	2030	2029	1985
Goiania	1719	1978	1891	1863
Joao Pessoa	1854	2186	2008	2016
Macapa	1763	1790	1843	1799
Maceio	1847	1991	1964	1934
Manaus	1639	1797	1799	1745
Natal	1854	2216	2066	2045
Palmas	1858	1829	1869	1852
Porto Alegre	1383	1700	1730	1604
Porto Velho	1701	2052	1683	1812
Recife	1854	2084	2088	2009
Rio Branco	1701	2097	1650	1816
Rio de Janeiro	1967	1695	1770	1811
Salvador	1756	1923	1927	1869
Sao Luis	1763	1894	1796	1817
Sao Paulo	1445	1446	1511	1468
Teresina	1894	2110	2011	2005
Vitoria	1588	1840	1847	1758

4. Discussão - Análise dos Dados

4.1. Belo Horizonte

A capital mineira tinha o 3º maior preço autorizado da energia elétrica pela ANEEL em janeiro de 2016, porém com as mais altas alíquotas de ICMS entre todas unidades da federação, o valor pago pelo consumidor residencial era o maior do país – sobretudo os pequenos e médios consumidores. Mesmo com a 21ª maior radiação no território nacional, Belo Horizonte apresentou o melhor retorno de investimento para sistemas pequenos, e o segundo melhor em sistemas de 5,0 e 10,0 kWp.

Sistemas 1,5 kWp

Com um investimento esperado de R\$ 14.295, os sistemas de menor porte tiveram VPL positivo em todas as simulações, alcançando a média de R\$ 37.714. As taxas internas de retorno mínimas foram de 19,60% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, estando acima de 22,04% em 95% das simulações, com TIR médio de 25,30%. A cidade demonstrou os melhores resultados para sistemas pequenos, impulsionado pela maior alíquota de ICMS do Brasil, alcançando 30% para quem utiliza a partir de 90 kWh / mês (ANEEL, 2016).

Sistemas 5,0 kWp

Com investimento previsto de R\$ 39.550, os sistemas de médio porte resultaram em valores presentes entre R\$ 87.646 e R\$ 191.291 em 90% das simulações, alcançando valores acima de R\$ 250.000 nos melhores cenários. A TIR ficou acima de 25,15% em 95% das simulações, com média de 28,87%.

Sistemas 10,0 kWp

Com investimento previsto de R\$ 70.800, os sistemas condominiais resultaram em valores presentes médios de R\$ 275.188. As taxas internas de retorno ficaram acima de 27,32% para 95% das simulações, com média de 31,38% ao ano.

Tabela 4 - Resultados do modelo na cidade de Belo Horizonte

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Belo Horizonte	1.5	R\$16919	R\$37714	R\$73219	R\$23952	R\$54665
TIR / Belo Horizonte	1.5	19.60%	25.30%	31.03%	22.04%	28.55%
VPL / Belo Horizonte	5	R\$63843	R\$133623	R\$253937	R\$87646	R\$191291
TIR / Belo Horizonte	5	22.71%	28.87%	35.24%	25.15%	32.64%
VPL / Belo Horizonte	10	R\$132857	R\$275188	R\$517049	R\$181942	R\$389534
TIR / Belo Horizonte	10	24.60%	31.38%	38.28%	27.32%	35.55%

4.2. Rio de Janeiro

O Rio de Janeiro possuía a maior tarifa autorizada pela Aneel em janeiro de 2016 entre as capitais brasileiras, somadas à segunda maior alíquota de ICMS para consumidores residenciais acima de 300 kWh, nos maiores preços – que, aliados a uma insolação semelhante à média nacional, resulta nos melhores indicadores de retorno financeiro para sistemas de 5,0 e 10,0 kWp de potência.

Sistemas 1,5 kWp

Na cidade carioca, os sistemas de menor dimensão analisados tiveram o valor presente mínimo calculado em R\$ 14.656, com taxa interna de retorno um pouco superior a 18,5% anualmente. Para 95% das situações, o VPL esteve acima de R\$ 20.833, e a TIR acima de 20,83%. As médias dos indicadores de retorno financeiro em sistemas pequenos ficaram na 5ª posição entre as 27 cidades estudadas.

Sistemas 5,0 kWp

O Rio de Janeiro apresentou os maiores valores presentes do país para sistemas de 5,0 kWp de potência, oscilando entre R\$ 95.800 e R\$ 203.381 em 90% dos cenários, com taxa interna de retorno alternando entre 26,20% e 34,17%. As médias de VPL e TIR foram, respectivamente, de R\$ 143.962 e 30,2% de retorno ao ano.

Sistemas 10,0 kWp

O valor presente líquido dos maiores sistemas analisados no Rio de Janeiro ficaram, na média, em R\$ 296.119, com uma taxa interna de retorno de 32,86% ao ano. O melhor retorno anual entre as cidades analisadas só esteve abaixo de 28,43% em 5% dos cenários.

Tabela 5 - Resultados do modelo na cidade de Rio de Janeiro

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Rio de Janeiro	1.5	R\$14656	R\$33519	R\$68431	R\$20833	R\$49157
TIR / Rio de Janeiro	1.5	18.53%	23.89%	29.50%	20.83%	26.92%
VPL / Rio de Janeiro	5	R\$66483	R\$143962	R\$276509	R\$95800	R\$203381
TIR / Rio de Janeiro	5	24.13%	30.17%	37.02%	26.20%	34.17%
VPL / Rio de Janeiro	10	R\$146757	R\$296119	R\$578897	R\$198278	R\$414616
TIR / Rio de Janeiro	10	25.79%	32.86%	40.81%	28.43%	37.37%

4.3. São Paulo

A capital paulista recebe os mais baixos níveis de insolação do país ao lado da capital paranaense, resultando em indicadores de investimento superiores apenas a Macapá. A performance ruim na comparação com outras capitais brasileiras não torna o investimento pouco atraente: a menor taxa de retorno, em todas as simulações em São Paulo, foi de 12,45% ao ano em 25 anos, com taxa mínima de atratividade de 12%.

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte, com um investimento esperado de R\$ 14.295, tiveram VPL, na média, de R\$ 16.742. As taxas internas de retorno estiveram acima de 14,77% em 95% dos casos, com TIR média de 18% considerando todas as simulações – a segunda pior performance da análise.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, com investimento previsto de R\$ 39.550, também resultaram em valores presentes médios de R\$ 73.935. A taxa interna de retorno ficou entre 18,76% e 24,37% ao ano em 90% dos cenários simulados, os menores indicadores da região sudeste.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de 10 kWp, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em VPLs com mínimo de R\$ 66.439 e máximo de R\$ 306.392. As taxas internas de retorno ficaram acima de 20,23% para 95% das simulações, com média de 23,20% - a segunda menor do país.

Tabela 6 - Resultados do modelo na cidade de São Paulo

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Sao Paulo	1.5	R\$3430	R\$16742	R\$43738	R\$7237	R\$30171
TIR / Sao Paulo	1.5	12.45%	18.00%	23.93%	14.77%	21.70%
VPL / Sao Paulo	5	R\$27087	R\$73935	R\$162338	R\$44378	R\$110567
TIR / Sao Paulo	5	16.59%	21.58%	26.43%	18.76%	24.37%
VPL / Sao Paulo	10	R\$66439	R\$155942	R\$306392	R\$96368	R\$229052
TIR / Sao Paulo	10	17.99%	23.20%	28.39%	20.23%	26.10%

4.4. Vitória

Vitória apresentou indicadores de retorno financeiro nas simulações realizadas semelhantes à média das capitais do sudeste, sendo eleita para representar a região no estudo de sistemas específicos da próxima seção. A cidade possui o 6º menor nível de radiação solar no plano inclinado entre as 27 capitais brasileiras.

Sistemas 1,5 kWp

Os menores sistemas analisados na capital do Espírito Santo oscilaram valores presentes líquidos entre o mínimo de R\$ 11.163 e o máximo de R\$ 59.431, com média de R\$ 29.118. A taxa interna de retorno esteve acima de 19,56% em 95% das simulações, alcançando a média de 22,40% de retorno ao ano.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de porte intermediário tiveram, em 90% dos cenários, VPL entre R\$ 66.807 e R\$ 152.586, com TIR no intervalo de 22,16% a 28,69%. Na média, o valor presente líquido ficou em R\$ 104.959, com um retorno anual de aproximadamente 25,4% - ficando na 13ª posição entre as 27 capitais nacionais.

Sistemas 10,0 kWp

Com investimento previsto de R\$ 70.800, os sistemas condominiais resultaram em valores presentes médios de R\$ 217.847. As taxas internas de retorno ficaram acima de 23,93% para 95% das simulações, com média de 27,42% ao ano, superando apenas São Paulo entre as capitais do sudeste.

Tabela 7 - Resultados do modelo na cidade de Vitória

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Vitoria	1.5	R\$11163	R\$29118	R\$59431	R\$17740	R\$43122
TIR / Vitoria	1.5	17.06%	22.40%	27.49%	19.56%	25.25%
VPL / Vitoria	5	R\$44064	R\$104959	R\$215423	R\$66807	R\$152586
TIR / Vitoria	5	19.69%	25.38%	31.02%	22.16%	28.69%
VPL / Vitoria	10	R\$94674	R\$217847	R\$425542	R\$141387	R\$311118
TIR / Vitoria	10	21.10%	27.42%	33.20%	23.93%	30.95%

5. Conclusão

Em pesquisa anterior que avaliou a viabilidade financeira em 27 capitais brasileiras, Gheiner, Siqueira e Macedo (2016) detectaram que as regiões nordeste e sudeste tiveram resultados 10% superiores à média nacional. Contudo, percebeu-se, naquela pesquisa, que a alta insolação com baixa variabilidade da insolação garantem uma produtividade alta e constante dos sistemas fotovoltaicos para as capitais nordestinas, mas nem sempre se traduzem em indicadores de retorno financeiro devido ao preço praticado nessa região, abaixo da média do Brasil.

No presente estudo se percebeu que no sudeste, as altas tarifas de eletricidade aliadas às maiores alíquotas de ICMS do país fazem com que o preço do consumo residencial de eletricidade se torne um incentivo para a autoprodução, percebido no maior retorno do investimento. Tal fato é particularmente verdadeiro na cidade do Rio de Janeiro, uma vez que o alto preço fez com que a capital fluminense apresentasse os maiores TIR e VPL para sistemas de 5,0 kWp e 10,0 kWp. Já no caso de São Paulo o preço também elevado da eletricidade não foi capaz de compensar a baixa radiação solar. Observou-se ainda que a insolação anual das capitais estudadas com radiação abaixo da média nacional – como Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Vitória – apresentaram indicadores de retorno financeiro sensivelmente acima da média nacional explicados pelo caro preço final da energia com impostos.

Se detectou também na presente pesquisa que em todas as dimensões de sistema, em todas as capitais e em todos os cenários simulados, os sistemas fotovoltaicos residenciais apresentaram viabilidade financeira conforme se pode observar nas taxas internas de retorno e valores presente líquidos apresentadas ao longo do tópico análise de dados.

Tais resultados vão de encontro às descobertas apresentadas por Mitscher e Ruther (2013) e Nakabayashi (2014), quando os resultados só se mostraram favoráveis em condições muito específicas. O avanço foi ainda mais contundente quando comparado com os estudos de Montenegro (2013); Salamoni (2009); Ruther e Zilles (2010); Lacchini e Santos (2013); Holdermann, Kissel e Beigel (2014) e Salamoni (2004), cujos resultados apontavam pela não recomendação para investimentos em sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Percebe-se assim que esses resultados convergem para a afirmativa de Gore (2009) de que as células fotovoltaicas tem apresentado um comportamento similar ao da indústria de informática, com redução significativa de custos a cada intervalo de 18 a 24 meses. O que serve de alento para uma visão futura de uma matriz energética com uma participação maior de fontes de energia limpa.

6. Referências

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. **Principles of Corporate Finance**. McGraw Hill, Irwin, Estados Unidos: 2011

CHARLES, Príncipe de Gales. **Harmony: A Revolução da Sustentabilidade – Um Novo Olhar sobre o Mundo**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

ENBAR, Nadav. **Utility/Lab Workshop on PV Technology and Systems**. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Arizona, Estados Unidos: 2010

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Nota Técnica: **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2012.

EPRI. **Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges**. EPRI White Paper, Electric Power Research Institute, California, Estados Unidos: 2010

GHEINER, Fernando Watkins; SIQUEIRA, José Ricardo Maia de; MACEDO, Marcelo Alvaro da Silva. Viabilidade Financeira de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais: Uma Análise em Condições de Incerteza. In: Congresso de Administração, Sociedade e Inovação, 9, Juiz de Fora, 2016. **Anais...** Juiz de Fora: UFF, 2016.

GORE, Al. **O Ataque à Razão**. Barueri: Manole, 2008.

_____. **Our Choice: A Plan to Solve the Climate Crisis**. London: Bloomsbury Publishing Plc, 2009.

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. **Analysis of Long-Term Performance of PV Systems**. International Energy Agency, OECD, França, 2014.

INEICHEN, Pierre. Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation. **Energy Procedia**, vol 48, pp.1586-1596. Elsevier, 2014.

_____. Five satellite products deriving beam and global irradiance validation on data from 23 ground stations. University of Geneva, 2011.

JORDAN, D. C. ; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. Journal Article NREL/JA-5200-51664, 2012. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

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.

LOVELOCK, James. **Gaia: Alerta Final**. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2010.

LOWY, Michael. **O Que é o Ecosocialismo?** São Paulo: Cortez, 2014.

LOWY, Michael; DUMÉNIL, Gérard; RENAULT, Emmanuel. **100 Palavras do Marxismo**. São Paulo: Cortez, 2015.

MEADOWS, Donella; RANDERS, Jorgen; MEADOWS, Dennis. **Limits to Growth: The 30-Year Update**. White River: Chelsea Green, 2004.

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, 2012.

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-aafe-cd671b963761

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

NAKABAYASHI, Renny K. **Mircrogeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, USP. São Paulo: 2014

_____. **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

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, Proceedings of the 2001 Annual Conference, of the American Solar Energy Society, 2001.

RÜTHER, Ricardo. **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.

_____. Renewable Energy Policies in Brazil: Bioenergy, Photovoltaic Generation and Transportation. In GOSWAMI, D. Y., KREITH, F. (orgs) **Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook** . CRC Press, Flórida, Estados Unidos: 2015 pp. 109-113.

RUTHER, Ricardo; ZILLES, Roberto. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, vol. 39, p. 1027-1030. Elsevier, 2011.

SALAMONI, Isabel T. **Um Programa Residencial de Telhados Solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. Tese de Doutorado em Engenharia Civil. UFSC, Florianópolis: 2009

_____. **Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. Dissertação de Mestrado, PPGEC. UFSC, Florianópolis: 2004

SURI, M.; HULD, T.; DUNLOP, E.; ALBUISSON, M.; LEFEVRE, M. Uncertainties in solar electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Sep 2007, Milan, Italy

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

VIGNOLA, F. Variability of Solar Radiation Data Over Short Time Intervals. Proceedings of Solar 2001, American Solar Energy Society Conference; Washington, D.C: 2001

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