

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL –
PPGEC

CORRADO LACCHINI

ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS NO CONTEXTO BRASILEIRO, COM FOCO NOS
INDICADORES FINANCEIROS E NAS TARIFAS LOCAIS DE
ENERGIA ELÉTRICA

FLORIANÓPOLIS – SC
2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL -
PPGEC

ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS NO CONTEXTO BRASILEIRO, COM FOCO NOS
INDICADORES FINANCEIROS E NAS TARIFAS LOCAIS DE
ENERGIA ELÉTRICA

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, para a obtenção do Título de DOUTOR em Engenharia Civil.

CORRADO LACCHINI

FLORIANÓPOLIS – SC
Abril de 2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Lacchini, Corrado

Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica / Corrado Lacchini ; orientador, Ricardo Rüther, 2017.

156 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Geração fotovoltaica. 3. Retorno do investimento. 4. LCOE. 5. Fator de interesse. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS NO CONTEXTO BRASILEIRO, COM FOCO NOS
INDICADORES FINANCEIROS E NAS TARIFAS LOCAIS DE
ENERGIA ELÉTRICA

CORRADO LACCHINI

Tese julgada adequada para a obtenção do título de DOUTOR em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Prof. Glicério Trichês Dr. – Coordenador do PPGEC/UFSC

Prof. Ricardo Rütther, Ph.D. Orientador – PPGEC/UFSC

COMISSÃO JULGADORA:

Prof. Arno Krenzinger, Dr.– PPGEM/UFRGS

Prof. João Tavares Pinho, Dr.-Ing. – UFPA

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D. – PPGEC/UFSC

Prof. Deivis Marinoski, Dr. – PPGEC/UFSC

Prof. Samuel Luna de Abreu, Dr. – IFSC

Prof. Janaíde Cavalcante Rocha, Dr. (suplente) – PPGEC/UFSC

Dedico este trabalho à minha esposa Laura
e aos meus filhos Silvia e Riccardo

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, por me oportunizar este período de convívio e crescimento em um ambiente científico de alto padrão.

Agradeço aos meus professores das cadeiras do PPGEC, que compartilharam comigo os seus conhecimentos e sabedoria.

Agradeço ao Prof. Ricardo Rütther, por ter sido um orientador firme e dedicado, guia presente nos momentos críticos do meu crescimento científico.

Agradeço aos professores membros da banca, pelas contribuições preciosas para o aprimoramento e conclusão da versão final desta tese.

Agradeço à minha família, pelo apoio e paciência durante estes anos.

RESUMO

O consumo de energia elétrica residencial representa quase um terço de toda a energia gasta no Brasil, tornando-se um nicho importante para a tecnologia fotovoltaica. Um investidor residencial que queira investir na geração fotovoltaica, precisa ter certeza que o seu capital terá um retorno financeiro comparável com qualquer investimento, ao mesmo tempo em que tarifas de energia elétrica e preços dos componentes fotovoltaicos flutuam de maneira imprevisível. A escolha de cinco cidades, no território brasileiro, onde instalar sistemas fotovoltaicos, oferece parâmetros de comparação que validam o método de análise, identificando localidades com resultados excelentes e outras com pouco interesse. Esta tese quantifica os fatores financeiros que caracterizam o investimento, propondo um fator de interesse – FI, como relação entre tarifa de energia elétrica e o custo nivelado de produção - LCOE, mostrando que, quando o FI for maior que dois, o retorno financeiro do investimento atende as expectativas do investidor. A rentabilidade do investimento está atrelada aos valores das tarifas da energia, à irradiação e ao valor do capital investido. Variações negativas de 10 % das tarifas podem significar perdas de interesse a investir, assim como variações negativas de 10 % do capital investido podem reverter e tornar interessante o investimento.

Palavras chave: geração fotovoltaica, retorno de investimento, LCOE, fator de interesse.

ABSTRACT

The consumption of electrical energy by residences represents almost a third of the total in Brazil, representing an important niche to be developed. A residential investor willing to invest in photovoltaic generation, seeks a financial return which is comparable with any other investment, while the energy tariffs and photovoltaic components prices are fluctuating unpredictably. The choice of five cities, in the Brazilian territory, to install photovoltaic systems, gives comparison parameters that validate the analysis model, identifying locations with excellent results and other with poor interest. This thesis quantifies the financial factors that characterize the investment, proposing a Factor of Interest – FI, as a relationship between the tariff of the grid energy and the Levelized Cost of Energy - LCOE, showing that when FI is greater than two, the financial return of the investment fulfills the investor's expectations. The return on the investment varies in accordance to the energy tariff, the local irradiation and the invested capital. Decrements of 10 % on the tariffs may result in loss of interest for the investment, as well as decrements of 10 % on the initial capital may revert and make the investment interesting.

Key words: photovoltaic generation, return on investment, LCOE, Factor of Interest.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	25
2.	OBJETIVOS DA PESQUISA.....	29
2.1	Objetivo geral	29
2.2	Objetivos específicos	29
2.3	Relevância da pesquisa	29
3.	REFERENCIAL TEÓRICO	32
3.1	As tarifas e os incentivos no Brasil	33
3.2	As soluções tecnológicas para a geração de energia elétrica	35
3.3	A fonte de energia solar	37
3.4	Investigando a tecnologia fotovoltaica	39
3.5	Evolução do mercado mundial fotovoltaico	41
3.6	Elementos de um sistema fotovoltaico	44
3.7	Custo dos sistemas	48
3.8	Evolução dos custos dos sistemas fotovoltaicos	53
3.8.1	Custo dos BOS – Sistema fotovoltaico básico	57
3.8.2	Custo dos BOS – Subsistemas de seguimento	62
3.9	Visão sistêmica na geração de energia fotovoltaica	64
3.9.1	Evolução das tarifas de energia elétrica	65
3.9.2	Avaliação da oportunidade e dos riscos do investimento	66
3.9.3	Fatores que estimularam o desenvolvimento desta tese	70
4.	MÉTODOS	72
4.1	Definição dos locais de instalação dos sistemas fotovoltaicos	72
4.2	Determinação dos valores de irradiação nos locais escolhidos	73
4.3	Modelagem do consumo mensal	74
4.4	Cálculo da potência do sistema fotovoltaico	76
4.5	Cálculo do investimento de capital - CAPEX	78
4.6	Cálculo do LCOE	82
4.7	Aprofundamento sobre os elementos financeiros que afetam o LCOE	84
4.8	Modelagem do retorno do investimento - ROI	85
4.9	Cálculo da projeção de aumento da tarifa de energia elétrica	87
4.10	Construção de cenários de alteração do capital inicial	91
4.11	Determinação dos efeitos do financiamento e suas variações	91
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	92
5.1	Obtenção dos dados de irradiação diária média mensal	92
5.2	Perfil do consumo elétrico	95
5.3	Dimensionamento do tamanho dos sistemas fotovoltaicos	98
5.4	Cálculo do capital inicial - CAPEX	100
5.4.1	Evolução dos fluxos de caixa durante a vida dos sistemas	102

5.4.2 Os indicadores financeiros: LCOE e ROI	103
5.4.3 Os indicadores financeiros: <i>payback</i>	106
5.5 Perspectivas de evolução do preço dos módulos mundialmente	108
5.6 Perspectivas da evolução do CAPEX com a produção local	110
5.7 Ações para aumentar o retorno do investimento	112
5.8 Efeitos do financiamento nos indicadores econômicos	117
6. CONCLUSÕES	127
6.1 Tecnologias	127
6.2 Aspectos econômicos	127
6.3 Apontamento manual dos módulos	128
6.4 Validade dos cenários	128
6.5 Resumo final	130
6.6 Atendimento dos objetivos	131
6.7 Possível continuidade futura	132
Artigos publicados	133
Apêndice 1	153

TABELAS

Tabela 1 - Produção de energia elétrica entre 2010 e 2015 (valores em GWh).....	32
Tabela 2 - Eficiência de células fotovoltaicas de laboratório. Estado da arte até 2015.	40
Tabela 3 - Composição dos custos de um sistema residencial fotovoltaico (5-10 kWp) [US\$/Wp].....	60
Tabela 4 – Fatores de incerteza na energia fornecida pelos sistemas fotovoltaicos	62
Tabela 5 – Comparação entre sistemas com seguimento fixo e variável ...	63
Tabela 6 - Fatores financeiros considerados na análise do custo do capital.	69
Tabela 7 - Demonstrativo dos impostos e taxas que carregam módulos e inversores importados, para um sistema de 5 kWp. Os valores são em R\$ se não indicado diferentemente.	79
Tabela 8 - Tributos na venda de mercadorias, importadas ou locais.....	80
Tabela 9 - Valores de frete para sistemas de 3 kWp transportados de Florianópolis até as cinco cidades. Dois orçamentos diferentes. Valores em R\$ de janeiro 2017.....	81

Tabela 10 - Custos de cada componentes, por kWp, do sistema fotovoltaico sem e com tributos. O frete não está incluído.	82
Tabela 11 - Evolução das tarifas médias brasileiras para a classe residencial, sem impostos, desde 2003 até 2016. Valores em R\$/MWh.....	88
Tabela 12 - Taxas anuais de incremento da energia elétrica, para o setor residencial, definidas a partir das curvas de tendência linear.....	90
Tabela 13 - Valores de irradiação no plano inclinado extraídos do banco de dados OPENEI-SWERA. Para as cidades de Fortaleza e Manaus são informados também os valores de irradiação corrigidos para uma inclinação de 10°.....	92
Tabela 14 - Comparação dos valores de irradiação inclinada, considerando o ângulo da latitude e o ângulo mínimo de 10°, para as cidades de Fortaleza e Manaus.....	95
Tabela 15 - Resumo dos consumos mensais de energia elétrica nas residências de cada cidade, conforme simulações com o EnergyPlus.....	98
Tabela 16 - Perdas anuais nos sistemas de cada cidade definidas pelo software PVsyst, e valor do PR resultante.....	99
Tabela 17 - Características dos sistemas fotovoltaicos resultantes da simulação com modelo próprio.....	100
Tabela 18 - Valores em R\$, dos elementos que compõem os custos iniciais – CAPEX - dos sistemas fotovoltaicos em cada cidade.	101
Tabela 19 - Valores de LCOE e da MTIR (ROI) por cada cidade, nas condições de irradiação definidas pelo Openei-SWERA e taxa de aumento da energia elétrica em 4,2%. Os valores de FI relacionam tarifa verde e LCOE, em cada tecnologia.....	104
Tabela 20 - Valores de LCOE e da MTIR no cenário de incrementos anuais da tarifa elétrica residencial em 6% por ano, nas condições de irradiação do Openei-SWERA. As tarifas nas três bandeiras estão informadas.....	105
Tabela 21 - Evolução dos valores da MTIR ao reduzir e aumentar a tarifa de energia de 2016.....	106
Tabela 22 - Resumo de despesas e receitas advindas dos investimentos fotovoltaicos. Valores monetários em milhares de Reais. O <i>payback</i> em anos.....	107
Tabela 23 - Sensibilidade de LCOE, MTIR e <i>payback</i> às variações do CAPEX.....	112
Tabela 24 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação, ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Belo Horizonte.....	114

Tabela 25 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Brasília.....	115
Tabela 26 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Porto Alegre.	116
Tabela 27 - Resultado econômico da orientação manual dos módulos em períodos fixos do ano. A economia informada para 25 anos é em milhares de R\$, o <i>payback</i> em anos e o LCOE em R\$.....	117
Tabela 28 - Resumo dos fluxos de caixa descontados e dos indicadores financeiros nos casos de capital próprio e financiamento no cenário 1 (PBK em anos, LCOE em R\$/kWh, MTIR em %, valores dos fluxos de caixa em R\$). Os números em vermelho representam valores negativos.	118
Tabela 29 - Efeitos dos cenários 2 e 3 no <i>payback</i> . Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para os limites superiores. Valores do <i>payback</i> em anos.	120
Tabela 30 - Efeitos dos cenários 2 e 3 no LCOE. Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para os limites superiores. Valores em R\$/kWh.	122
Tabela 31 - Evolução dos valores da MTIR ao mudar os parâmetros de financiamento em cada cidade. Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para os limites superiores. Os valores da MTIR são expressos em percentuais.	122

FIGURAS

Figura 1 - Distribuição mundial da capacidade instalada (GWp) dos sistemas PV até final de 2016, evidenciando os cinco maiores <i>players</i> em 2016. O último quarto de 2016 é estimado.	42
Figura 2 - Evolução dos preços de venda de módulos fotovoltaicos (US\$/Wp) e incrementos anuais instalados (GWp). Os valores de	

2016 são estimados para os últimos meses de 2016. Os valores de CAGR calculados vão de 2006 até 2016.....	43
Figura 3 - Curvas corrente-tensão e potência-tensão das células e ponto de máxima potência para o inversor. Fonte: (PRIEB, 2011).....	46
Figura 4 - Evolução dos preços com a duplicação da quantidade produzida.....	52
Figura 5 - LR nos últimos dez anos para as tecnologias de filme fino e silício cristalino.....	53
Figura 6 - Evolução do custo de capital - CAPEX de sistemas fotovoltaicos desde 1990 até 2014 na Alemanha. Fonte: adaptado de (PHILIPPS e WARMUTH, 2015).....	54
Figura 7 - Valores médios de sistemas residenciais instalados nos Estados Unidos. Valores em US\$/Wp. Fonte: adaptado de (FELDMAN <i>et al.</i> , 2015).....	54
Figura 8 - Comparação entre preços de sistemas instalados na Alemanha e nos Estados Unidos. Valores em US\$/Wp sem taxas.....	55
Figura 9 - Preços médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, em 2014, divididos por faixa de potência.....	56
Figura 10 - Tempo de instalação de sistemas fotovoltaicos em diferentes países.....	57
Figura 11 - Componentes do custo total de um sistema fotovoltaico. Fonte: adaptado de (BONY <i>et al.</i> , 2010).....	58
Figura 12 - Desdobramento dos custos dos componentes do BOS de um sistema instalado. Fonte: adaptado de (BONY <i>et al.</i> , 2010).....	58
Figura 13 - Relação entre os componentes de custo de um sistema residencial instalado chave-em-mãos em 2014. Fonte: Adaptado de GTMResearch - 2015.....	59
Figura 14 - Atlas solar do território brasileiro, visualizando em cores a intensidade da radiação inclinada incidente.	72
Figura 15 - Vista da residência modelada com o software Sketchup. O lado norte do telhado suporta os módulos fotovoltaicos.	76
Figura 16 - Evolução dos dados históricos das tarifas médias residenciais no Brasil entre 2003 e 2016. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015e; 2016a).....	89
Figura 17 - Gráfico evolutivo ajustado e curva de tendência das tarifas residenciais entre 2003 e 2016. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015e; 2016a).....	89
Figura 18 - Visualização das irradiações no plano horizontal GHI e no plano inclinado com ângulo igual à latitude, para as cidades de Belo Horizonte, Brasília e Porto Alegre.....	93

Figura 19 - Visualização comparativa das irradiações Global Horizontal, inclinada no ângulo da latitude e inclinada com ângulo de 10 graus para as cidades de Fortaleza e Manaus. O pico mais alto, do mês de novembro, no gráfico de Fortaleza, espelha o valor fornecido pelo banco de dados.	94
Figura 20 - Visualização comparativa dos valores dos consumos mensais das cinco cidades fornecidos pelo EnergyPlus.	96
Figura 21 - Evolução mensal das irradiações solares e da temperatura média nas cinco cidades.....	97
Figura 22 - Evolução do fluxo das receitas financeiras, descontadas ao valor presente, resultante do investimento fotovoltaico com capital próprio.	103
Figura 23 - Evolução dos preços dos módulos em silício cristalino no mercado spot da Alemanha, desde final de 2010 até setembro de 2016.....	109
Figura 24 - Preços spot médio dos módulos fotovoltaicos em silício no mercado europeu, desde final de 2012 até setembro de 2016.	110
Figura 25 - Flutuações dos preços dos módulos, no mercado spot europeu.	111
Figura 26 - Evolução do fluxo de caixa descontado para a cidade de Porto Alegre com investimento financiado em 6, 10 e 14 anos. As inflexões correspondem à reposição do inversor e o momento do <i>payback</i> ocorre quando a curva corta o eixo horizontal.	121
Figura 27 - Evolução do <i>Payback</i> de Belo Horizonte e Porto Alegre ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).	124
Figura 28 - Evolução do LCOE de Belo Horizonte e Porto Alegre (POA) ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).	125
Figura 29 - Evolução da MTIR de Belo Horizonte e Porto Alegre (POA) ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).	126

PREFÁCIO

O trabalho apresentado nesta tese foi desenvolvido junto ao laboratório Fotovoltaica/UFSC (www.fotovoltaica.ufsc.br) no âmbito do Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina (PPGEC/UFSC).

A pesquisa foi realizada pela leitura de artigos publicados em revistas científicas classificadas como classe A e em revistas técnicas especializadas, trabalhos de mestrado e doutorado, livros texto de programas universitários, e pelo uso de ferramentas de modelagem disponibilizadas por laboratórios de pesquisa americanos, europeus e brasileiros, através da discussão de resultados de simulações computacionais com o orientador desta tese.

A pesquisa apresentada é original e foi produzida por mim, exceto quando citadas as respectivas autorias.

Corrado Lacchini
Março de 2017

SIMBOLOGIAS

CA	Corrente alternada: é uma característica da rede elétrica.
AEE	Armazenamento de Energia Elétrica.
AM 1,5	<i>Air Mass 1,5</i> é a irradiância do espectro solar de referência, conforme definido no documento ASTM G-173-03, incidente numa superfície dirigida ao Sol com inclinação de 37°.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
BOS	<i>Balance of System</i> : partes acessórias do sistema FV.
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i> : taxa média de crescimento anual acumulado.
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> : capital inicial investido.
c-SI	Silício cristalino.
CdTe	Telureto de cádmio.
CIF	<i>Cost Insurance Freight</i> : modalidade de frete pela qual o fornecedor tem a responsabilidade da mercadoria até o destino, incluindo o frete e o seguro.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário: é utilizado para avaliar o custo do dinheiro.
CIGS	Diseleneto de cobre, índio e gálio: material semicondutor, utilizado para um tipo de células solares.
CSLL	Contribuição Sobre Lucro Líquido.
CC	Corrente Contínua: é uma característica da energia elétrica.
CC/CA	Conversão da potência de corrente contínua para corrente alternada.
COFINS	Contribuição para o financiamento da seguridade social: calculado sobre a receita bruta de uma empresa após subtraídos os gastos para as compras.

DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cell</i> : célula solar sensibilizada por corantes
EnergyPlus	<i>Software</i> de modelagem desenvolvido pelo LBNL e financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. É utilizado para simular o consumo de energia relativa ao condicionamento de ar e aos gastos energéticos de uma habitação.
EPW	<i>EnergyPlus Weather file</i> – arquivo climático utilizado pelo <i>software</i> de modelagem de eficiência energética EnergyPlus.
FI	Fator de Interesse – corresponde à razão entre tarifa da energia elétrica e valor do LCOE. Quando for maior que 2 existe interesse no investimento.
FILL FACTOR	Fator de forma de uma célula solar: é o quociente entre a potência medida no ponto de máxima potência e aquela calculada nas condições de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito.
FOB	<i>Free On Board</i> : modalidade de frete na qual o comprador se responsabiliza pelos custos e seguros das mercadorias importadas a partir da entrega na transportadora.
Fotovoltaica / UFSC	Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
FV	Fotovoltaica / fotovoltaico.
GAP	Intervalo, brecha, lacuna entre dois valores.
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i> : Irradiação Global Horizontal.
Gtilt	Irradiação global sobre o plano inclinado dos módulos FV.
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.
IRPJ	Imposto de Renda para Pessoas Jurídicas.
IRRADIAÇÃO	Densidade de energia solar definida em kWh/m ² .

IRRADIÂNCIA	Densidade de potência expressa em kW/m ² .
ISSQN	Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza.
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados.
LABEEE	Laboratório de Eficiência Energética em Edificações – Engenharia Civil – UFSC.
LNBL	<i>Lawrence Berkeley National Laboratory</i> dos Estados Unidos
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i> : é um termo universalmente utilizado que compara os valores resultantes do cálculo financeiro de todos os custos relacionados ao sistema gerador, desde o início até o final da vida útil, trazidos ao valor presente utilizando uma taxa de desconto realista, e nivelados à unidade da energia fornecida.
LR	<i>Learning Rate</i> : Fator de aprendizagem – define a variação de custo ao duplicar a quantidade acumulada produzida.
MARGEM	Indica tipicamente o lucro auferido da operação.
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> : sistema seguidor do ponto de máxima potência utilizado nos conversores CC/CC dos inversores.
MTIR	Taxa Interna de Retorno Modificada: define a rentabilidade de um investimento, considerando o custo do dinheiro.
NCM	Nomenclatura Comum do Mercosul.
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> : Laboratório dos Estados Unidos especializado em de recursos energéticos.
ONS	Operador Nacional do Sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica.
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> : despesas operacionais.
PAYBACK	Tempo de retorno para que o capital inicial investido seja recuperado.

PAYBACK DESCONTADO	Payback, calculado levando em conta a desvalorização do dinheiro.
PGTO	$PGTO = \text{Valor da parcela periódica de devolução de um financiamento.}$
PIS	Programa de Integração Social: é calculado sobre a receita bruta de uma empresa após subtraídos os gastos para as compras.
PTHP	<i>Packaged Terminal Heat Pump</i> : condicionador de ar de convecção forçada, para aquecimento e esfriamento, com aquecimento por bomba de calor, esfriamento por expansão direta e misturador de ar externo em posição fixa.
PVSYST	<i>Software</i> de cálculo de sistemas fotovoltaicos com base na potencia desejada, a localidade geográfica, a tecnologia de módulos e inversores.
RADIASOL	<i>Software</i> de cálculo da irradiação por localidade geográfica.
ROI	<i>Return On Investment</i> : retorno financeiro sobre o investimento.
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia. A taxa SELIC é um índice pelo qual os bancos brasileiros se baseiam para cobrar juros.
SISCOMEX	Sistema de Comércio Exterior. Portal informatizado de comércio exterior.
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i> : iniciativa internacional que reúne ferramenta de análise para determinar a energia solar irradiada e a energia eólica desfrutável.
STC	<i>Standard Test Conditions</i> – Condições padrão de teste.
TAXA DE DESCONTO	É a taxa financeira utilizada para desvalorizar valores financeiros anuais e projetá-los ao momento inicial do investimento. Nesta pesquisa o seu valor corresponde à taxa de inflação anual.

TIR	Taxa Interna de Retorno: define a rentabilidade de um investimento considerando unicamente a taxa de inflação.
TWh	Tera-Watt-hora: é a unidade de energia correspondente a 10^{12} Watt-horas.
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina.
Wp	Potência de pico que o módulo, nas condições STC, consegue fornecer ao inversor.

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica caracteriza-se como um fator essencial para o bem estar e a produção de riqueza na sociedade contemporânea. Quanto mais um país se desenvolve do ponto de vista industrial e social, tanto mais é necessário focar nos pilares que sustentam o desenvolvimento, entre eles a disponibilidade de energia elétrica. A evolução do PIB de um país acompanha a evolução do consumo de energia elétrica em uma relação consumo/PIB que costuma ser denominada de intensidade elétrica do PIB. A relação entre crescimento do consumo e crescimento da economia, também denominada de elasticidade-renda do consumo de eletricidade, tende a diminuir em países desenvolvidos, com a consolidação do crescimento industrial, da eficiência dos processos e da autoprodução, aproximando-se da unidade (MME/EPE, 2008; 2012).

Em um país ainda em desenvolvimento como o Brasil, esta relação evoluiu para picos de 3,75 nos anos 80, decrescendo para uma média de 1,67 entre os anos 1970 e 2005. As projeções para o decênio 2008 – 2017 feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2008 previam um crescimento do PIB de 5% ao ano e um crescimento do consumo de 5,5% ao ano (MME/EPE, 2008). Na situação econômica do Brasil do ano 2016, com PIB decrescente, as projeções pontuais ligadas à elasticidade-renda do consumo de eletricidade perdem sentido, valendo os cenários projetados de elasticidade próxima à unidade (MME/EPE, 2012) e influenciando o planejamento mais realista de novas centrais geradoras.

Apesar das flutuações da economia, a energia elétrica é uma componente essencial do processo produtivo e tanto o seu custo, quanto a sua qualidade, afetam diretamente a competitividade das empresas. Isto significa que qualquer alternativa ou melhoria tecnológica proposta ao segmento produtivo, dentro do paradigma competitivo mundial, necessariamente passa pelo crivo da comparação financeira, do retorno do investimento e dos efeitos na economia. Uma característica quase única do insumo energia elétrica é a simultaneidade entre demanda e oferta, resultando na necessidade de que a quantidade de energia disponível esteja sempre em equilíbrio com o consumo a ser atendido. O equilíbrio da rede geradora pode ser afetado por fortes flutuações na disponibilidade de sistemas de geração e a probabilidade que isto ocorra aumenta tanto mais quando maior for a penetração de geradores intermitentes (ex. eólicos e fotovoltaicos) na rede. Isto implica que o

tempo de reação de geradores complementares, entrando para suprir as faltas, seja tal que o fluxo de energia não seja prejudicado (NAP, 2016).

Outra característica da rede nacional de transmissão está ligada à distância entre os locais geográficos, onde a energia é gerada e onde é consumida: os grandes centros geradores são instalados onde os recursos energéticos são disponíveis. Isto implica frequentemente em grande distância geográfica entre geração e consumo, o que impõe o uso de longas linhas de transmissão, cujas perdas afetam diretamente a eficiência do sistema. Neste respeito, as perdas totais em 2014, nas regiões do Norte chegaram a valores de 25,7% e no Nordeste a 18,3% (MME/EPE, 2015a), enquanto na média do país elas alcançaram valores de 17,4%. Interessante notar que as perdas nas regiões norte aumentaram muito nos anos 2013 e 2014 (de um valor médio de 17% nos anos entre 2010 e 2012 para quase 26% em 2014). Os percentuais indicados incluem as chamadas perdas técnicas e não técnicas (ALCÂNTARA *et al.*, 2013); os valores das perdas não técnicas variam por cada distribuidora e ao longo dos anos. Um estudo feito, utilizando dados de 2010, relata a quase paridade entre perdas técnicas e não técnicas, com valores médios de 7,27% para perdas técnicas e 6,70% para perdas comerciais (LAMIN, 2013).

Além das perdas, a grande dependência das linhas de transmissão, implica que o fluxo da energia, em condições extremas, possa chegar a níveis de saturação, que têm o efeito de provocar interrupções, às vezes em cascata, afetando vastas regiões. Este é o efeito da centralização da geração, que utiliza grandes artérias radiais de linhas de transmissão, as quais distribuem energia elétrica aos centros consumidores, às vezes muito afastados. Uma alternativa a esta situação incômoda é a chamada geração distribuída, que prevê pequenas centrais geradoras localizadas perto dos consumidores, utilizando as linhas locais de distribuição para fazer fluir a energia elétrica gerada. Os sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica para autoconsumo atendem a esta característica de geração, podendo até serem instalados sobre os telhados das fábricas, centros comerciais, prédios públicos e residências, alimentando diretamente os seus usuários.

Os sistemas de geração distribuída entram em um mercado consolidado de geração centralizada que tem sofrido transformações na sua estrutura público-privada, com estruturas mercadológicas e definição de tarifas, que resultam de enfoques sociais que vêm evoluindo nos últimos 80 anos (FUGIMOTO, 2010).

A estrutura atual vê diferentes operadores divididos em três grandes grupos de atuação: geração, transmissão e distribuição. Os diferentes

operadores no grupo de geração de energia elétrica centralizada coexistem cada um com as suas limitações tecnológicas e com os diferentes incentivos, recebidos de maneira continuada, fundamentais para assegurar a geração ininterrupta da energia elétrica. As novas alternativas de geração distribuída, por outro lado, utilizam recursos renováveis em substituição a recursos fósseis, que são poluentes e contribuem para aquecimento global. Os novos entrantes, na fase inicial de consolidação, necessitam de incentivos tanto políticos quanto financeiros, às vezes resultando na imposição de novas taxas aos consumidores, ou no redirecionamento de incentivos já concedidos aos operadores consolidados.

A paridade dos custos de geração com o preço da energia fornecida pela rede é um critério de análise muito importante, até porque a sociedade dos consumidores não diferencia a origem desta *commodity* e nem sempre está disposta a pagar por aumentos nas suas faturas mensais, para sustentar as mudanças tecnológicas e as energias renováveis.

Assim, os novos pequenos empreendedores, que queiram investir na tecnologia fotovoltaica, têm na sua frente o grande desafio de sustentar os riscos de recuperar o seu investimento. Nesta situação torna-se necessária uma cuidadosa análise financeira dos fatores que influenciam os custos dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, para enfatizar os possíveis rumos de desenvolvimento que, a curto prazo, permitam à nova tecnologia tornar-se autossustentável, sem depender de auxílios externos.

Os empreendedores que decidem investir nos sistemas fotovoltaicos em geração distribuída podem ser divididos em dois tipos:

- a) Os que investem em plantas geradoras para ganhar na venda de energia elétrica, produzida de forma continuada e controlada, sob as regras de contratos licitados com as agências governamentais, através de um mercado altamente regulado, com quantidades mínimas de energia fornecida a preços controlados, operando em média e alta tensão e escoando a sua produção nas redes do sistema interligado;
- b) Os outros, que investem na tecnologia fotovoltaica esperando o retorno do investimento em curtos prazos, suprimindo o seu próprio consumo e substituindo, mesmo que parcialmente, a energia fornecida pela rede elétrica. O foco destes investidores é diminuir o custo geral da energia consumida, além de limitar os efeitos dos aumentos impositivos das tarifas.

Este segundo grupo de empreendedores é o alvo desta pesquisa. Estes investidores utilizam normalmente os telhados das fábricas, ou das suas residências, para servir como áreas de instalação dos sistemas fotovoltaicos e precisam produzir com a eficiência por m^2 que leve em conta as limitações na disponibilidade de área utilizável. Eles precisam ter acesso à rede, para garantir a disponibilidade ininterrupta da energia, precisam garantir ao máximo possível a sua autonomia independentemente do horário do dia e precisam encontrar o justo equilíbrio financeiro entre o custo da produção própria e o custo (tarifa) da energia fornecida pela rede.

As variáveis que afetam o equilíbrio financeiro dos sistemas fotovoltaicos podem ser divididas em externas e internas: as externas não são controladas pelos investidores e incluem:

- Políticas governamentais;
- Taxas locais de energia elétrica;
- Taxas de câmbio;
- Inflação;
- Concorrência do mercado.

As variáveis internas dependem de decisões próprias e incluem:

- A escolha da localidade para instalar os sistemas fotovoltaicos, levando em conta a sua insolação e as condições climáticas;
- As condições de conforto definidas para os ambientes climatizados;
- A análise das necessidades atuais e futuras de energia;
- A escolha da tecnologia utilizada;
- A extensão da área disponível para a instalação dos geradores fotovoltaicos;
- A escolha dos itens acessórios ao sistema fotovoltaico que lhe assegurem a produtividade em condições ideais.

As variáveis internas são exploradas nesta pesquisa, como elementos condicionantes do processo decisório, que leva um empreendedor a querer investir em um sistema fotovoltaico, para suprir o seu consumo de energia elétrica.

2. OBJETIVOS DA PESQUISA

No desenvolvimento da presente pesquisa, os sistemas fotovoltaicos considerados são aqueles residenciais até 10 kW_p, na faixa de potência da Micro-geração, conforme descrito nas resoluções normativas RE 482/2012 e RE 687/2015 da ANEEL (ANEEL, 2012; 2015d) para permitir a conexão à rede com medidor bidirecional.

A abrangência territorial é circunscrita ao território brasileiro, no qual foram escolhidas cinco diferentes localidades geográficas, diferenciadas pelas características climáticas, importância política e irradiação.

2.1 Objetivo geral

Desenvolver um método de análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais, ligados à rede, que possa servir como subsídio nas decisões relacionadas ao investimento em geração distribuída incentivada no Brasil.

2.2 Objetivos específicos

Objetivos específicos são:

- Determinar o custo de geração de sistemas fotovoltaicos para uso residencial e quantificar o efeito das variáveis que afetam sua evolução;
- Determinar os elementos acessórios que podem afetar a produtividade dos sistemas fotovoltaicos, a fim de diminuir o custo unitário da energia gerada;
- Detalhar como a localização física dos sistemas instalados e as relativas condições climáticas podem afetar a produtividade dos sistemas fotovoltaicos;
- Definir e calcular os indicadores financeiros que caracterizam a rentabilidade do investimento em geração fotovoltaica residencial;
- Explorar os efeitos de possíveis financiamentos e taxas de juros;
- Modelar estudos de caso para cada localidade geográfica escolhida, aplicando todas as variáveis na definição do custo de geração da energia elétrica e propor ajustes para aumentar a rentabilidade do investimento.

2.3 Relevância da pesquisa

A geração de energia elétrica pelo uso da tecnologia solar fotovoltaica é ainda incipiente no Brasil, apesar de já encontrar-se bem desenvolvida em vários países no mundo, contribuindo para o seu balanço energético. Os modelos desenvolvidos e comercializados em outros países são sobretudo focados nos seus mercados de abrangência

comercial, no que diz respeito ao atendimento da legislação do setor elétrico, à infraestrutura produtiva e aos aspectos mercadológicos e financeiros locais. Estes modelos não são compatíveis com a realidade brasileira, podendo induzir a avaliações errôneas para potenciais investidores. Assim sendo, estudos que detalham e avaliam os resultados de instalações fotovoltaicas dentro da realidade brasileira, como apresentados nesta tese, têm papel importante para difundir e consolidar a adoção de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Existem estudos anteriores, específicos para o Brasil, que visam determinar o retorno do investimento de sistemas com potência fixa, instalados em capitais do território brasileiro (MITSCHER e RÜTHER, 2012; MONTENEGRO, 2013).

Seguindo uma linha diferente, esta pesquisa prioriza as necessidades energéticas do investidor, mantendo fixa a satisfação das necessidades familiares de conforto, que resultam em consumos mensais variáveis, condicionados às condições climáticas das localidades nas quais os sistemas são instalados. Complementarmente, a pesquisa visa à sintonia fina dos fatores econômicos de um sistema fotovoltaico, abrangendo os custos dos módulos solares, os elementos que compõem o Balanço do Sistema (BOS), os mecanismos de seguimento para aumentar a exposição à energia solar, os sistemas de armazenamento e as suas tecnologias atualmente disponíveis, os modelos de cálculo do LCO e do retorno do investimento e os efeitos de possíveis financiamentos.

Esta pesquisa então foca nas variáveis que dependem de decisões próprias dos investidores, explorando diferentes localizações do território brasileiro com características diferenciadas de temperatura e insolação; analisa o comportamento de duas tecnologias disponíveis no mercado em relação às condições climatológicas e em relação às suas eficiências; define casos típicos de utilização residencial, modelando estudos de caso; analisa o retorno financeiro do investimento em termos de tempo para recuperação do investimento (*payback*) e de taxa de retorno financeiro, tais que sustentem a vontade de investir (KORCAJ *et al.*, 2015); passa em resenha a validade do uso de componentes acessórios como sistemas de seguimento do Sol e sistemas de armazenamento de energia; propõe cenários de variabilidade dos fatores que afetam os custos dos sistemas fotovoltaicos, incluindo tarifas de energia elétrica, custo dos componentes dos sistemas fotovoltaicos, e parâmetros de financiamento do capital.

Com este modelo o investidor, que queira investir em geração fotovoltaica, pode prever, de antemão, se os resultados financeiros obtidos serão suficientemente rentáveis.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

O moderno estilo de vida é totalmente dependente do uso da energia elétrica para as atividades vitais da população. A energia pode provir de recursos renováveis e não renováveis. Os recursos renováveis aparecem como a escolha primária para a produção de energia elétrica e, para um país com grande rede fluvial e abundante precipitação, a fonte mais importante e com tecnologia consolidada é a hídrica.

A matriz energética primária brasileira de 2014 dependia, em aproximadamente 44%, de recursos renováveis (MME/EPE, 2015b), enquanto a energia elétrica (com geração própria e importada) provinha, em quase 63,2%, de fontes hídricas e 24,8% de recursos fósseis (MME/EPE, 2014a; b; 2015a). As usinas são localizadas perto dos recursos e a rede do Sistema interligado Nacional (SIN) deve ser continuamente reforçada em sintonia com a entrada de novas usinas centralizadas de geração. As redes do SIN apresentaram, em 2014, perdas energéticas médias de 17,4%, variando entre um mínimo de 13,6% na região Sul e um máximo de 25,7% na região Norte (MME/EPE, 2015a). Este fato aponta para a necessidade de inserção de fontes distribuídas de geração, localizadas perto dos grandes centros consumidores, que possam suprir as demandas planejadas a nível regional, sem sobrecarregar as linhas de transmissão. A Tabela 1 fornece uma panorâmica dos recursos de geração de energia elétrica, em GWh, e sua evolução no tempo, desde 2010 até 2015.

Tabela 1 - Produção de energia elétrica entre 2010 e 2015 (valores em GWh)

Fonte energética	2010	2011	2012	2013	2014	2015	% do total
Gás natural	36.476	25.095	46.760	69.003	81.073	79.490	13,7%
Carvão	6.992	6.485	8.422	14.801	18.385	19.096	3,3%
Derivados petróleo	14.216	12.238	16.214	22.090	31.529	25.662	4,4%
Nuclear	14.523	15.659	16.038	15.450	15.378	14.734	2,5%
Biomassa	31.208	31.633	34.662	39.679	44.987	47.394	8,2%
Eólica	2.177	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	3,7%
Solar			2	5	16	59	0,0%
Outras	6.917	9.609	10.008	12.237	13.524	13.682	2,4%
Hídrica	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	61,9%
Total	515.799	531.757	552.498	570.835	590.541	581.486	

Fonte: adaptado de Balanço Energético Nacional, 2016 (MME/EPE, 2016)

Apesar de o recurso hídrico ter um alto percentual de participação na matriz elétrica brasileira, o percentual de variação linear entre 2010 e 2015 foi negativo. Esta situação pode depender de vários fatores quais: as secas no período, os obstáculos representados por fortes antagonismos dos habitantes das áreas que vêm sendo alagadas, a localização geralmente distante das grandes regiões consumidoras com necessidade de novas linhas de distribuição de alta tensão, e os longos anos de implantação com grandes capitais investidos, entre outros.

As fontes ligadas às tecnologias térmica, nuclear, carvão e gás, mostram boas perspectivas de crescimento, porém o processo de conversão energética por queima, para a produção de vapor que aciona as turbinas, é acompanhado de efeitos poluidores no ar, que contribuem para o aquecimento do planeta (PACHAURI, 1996; LOMBORG, 2010; NYKVIST, 2013; NORDENG *et al.*, 2014; REUTERS, 2015) e de efeitos poluidores no solo, cuja recuperação é difícil, podendo provocar a degeneração do planeta no longo prazo.

Um estudo conduzido nos Estados Unidos, e publicado pela *National Academies Press* (NAP) (COHON *et al.*, 2010), mostra que existem custos mascarados que afetam o real custo da energia produzida por centrais térmicas a carvão e gás. Os dados compilados após exame em 405 centrais a carvão, durante o ano de 2005, apontam um custo total de 62 bilhões de US\$, devidos a danos agregados causados por SO₂, NO_x e particulado fino. O custo destas externalidades, nivelado por kWh produzido, correspondeu mediamente a 3,2 centavos de US\$/kWh. Comparado com a tarifa de energia elétrica no mesmo ano de 2005, que era de 9,45 centavos de US\$/kWh para o consumidor residencial (EIA, 2015), o custo das externalidades representou uma parcela de 33,9% sobre a tarifa, parcela que não foi paga diretamente pelos consumidores de energia elétrica, mas pela sociedade como um todo.

3.1 As tarifas e os incentivos no Brasil

O Operador Nacional do Sistema (ONS) coordena o setor elétrico, e a ANEEL, criada em 1997, regula a produção, distribuição e comercialização da energia elétrica, fiscaliza e executa as diretrizes governamentais e define as tarifas de cada concessionária, entre outras (ANEEL, 2015a). A regulamentação tarifária leva em conta a estrutura consolidada do setor de energia elétrica, que vê dois diferentes macro segmentos operando: a) as empresas de geração, transmissão e comercialização; b) as empresas de distribuição. No segmento de geração e de comercialização a competitividade natural estabiliza os

preços sem necessidade de forte regulamentação. O segmento de distribuição, que tem estrutura mais monopolista, precisa de tarifas específicas regulamentadas pela ANEEL. Assim, a tarifa de fornecimento de energia elétrica é composta pela soma da tarifa de geração de energia e da tarifa de uso do sistema de distribuição (FUGIMOTO, 2010).

Coexistem no mercado diferentes usinas geradoras, utilizando diferentes tecnologias, com custos de produção específicos e diferentes atualizações tecnológicas. Cada tecnologia é associada a um Fator de Capacidade (FC) que corresponde ao percentual de energia que poderia ser fornecida, se operasse continuamente na sua capacidade nominal.

Algumas tecnologias, por contribuírem naquilo que se considera a base de geração, por causa de tempo longo de resposta às necessidades de despacho, devem estar sempre operacionais. Por isso, os custos de produção resultam de uma média ponderada do fator de capacidade e dos custos unitários dos diferentes geradores, que não levam necessariamente em conta a eficiência de cada um.

A tarifa da energia elétrica é composta de duas parcelas, A e B, definidas nos contratos de concessão, que a ANEEL firma no amparo da Lei 8987/95 e que são reajustadas periodicamente pela própria ANEEL, com critérios definidos por área de concessão. Os reajustes são anuais e a eles podem se somar reajustes periódicos, a cada quatro anos, e extraordinários, em caso de necessidade. O reajuste anual é aplicado às duas componentes A e B, sendo a componente A relativa à geração de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. A componente B, que é relacionada às atividades de distribuição, é revisada a cada 4 anos e reajustada pelo IGP-M reduzido pelo fator X, que repassa aos consumidores os ganhos de produtividade obrigatórios.

As parcelas A e B contribuem, respectivamente, para o ressarcimento dos custos fixos e dos lucros das operadoras, e para o custo para disponibilizar o kWh no local de utilização (ANEEL, 2013).

Uma novidade na metodologia de tarifação é a introdução da chamada tarifa branca, para os consumidores em baixa tensão de grupo B, que depende do uso de medidores inteligentes homologados. Esta tarifa tem valores diferenciados ao longo do dia, estimulando o consumidor residencial a programar a utilização de equipamentos de maior consumo nos horários de baixa demanda. A tarifa maior é aplicada no intervalo das 18:00 às 21:00 horas, de segunda a sexta; a tarifa intermediária vale para as horas que antecedem e seguem o pico, e a menor tarifa é cobrada nas horas restantes (ANEEL, 2016b). A tarifa branca tem o benefício de ser controlada pelo consumidor, enquanto as

bandeiras tarifárias (vermelha, rosa e amarela) são coercitivamente cobradas dos consumidores para custear, em períodos de seca, o uso maciço de geradores térmicos, que têm custos de geração maiores que os dos geradores hidrelétricos.

3.2 As soluções tecnológicas para a geração de energia elétrica

Para atender a demanda crescente, o planejamento de novas centrais geradoras deve levar em conta, além dos recursos fósseis, outros recursos renováveis que complementem os hídricos. Várias alternativas são atualmente disponíveis, cada uma com as suas características positivas e negativas. A alternativa eólica já está afirmada no mundo inteiro e o custo da energia produzida é compatível com a geração tradicional; o verso da medalha mostra altos investimentos iniciais (Capex) na ordem de mais de um milhão de dólares por megawatt e alto custo de operação (Opex) (SALVATORE, 2013).

A biomassa é outra alternativa, que aproveita os resíduos provenientes das lavouras e pode utilizar geradores a vapor em simbiose com pequenas centrais térmicas a gás metano, que pode ser produzido, por exemplo, em fazendas de criação de porcos; o verso da medalha é representado pelo processo de queima cujo efeito secundário é o aquecimento do ar e a emissão de gases de efeito estufa (SALVATORE, 2013).

A terceira alternativa, a fotovoltaica, objeto desta tese, já está na fase de maturidade, aproximando-se da paridade econômica com a energia disponibilizada pela rede em muitas regiões e países do mundo (RÜTHER e ZILLES, 2011; MITSCHER e RÜTHER, 2012; BRIANO *et al.*, 2015).

Um sistema fotovoltaico é formado por vários componentes, cada um com o seu custo financeiro, cujo valor diminuiu acentuadamente ao longo dos últimos anos, forçado pela dinâmica do mercado competitivo. Os sistemas fotovoltaicos podem ser considerados elementos ideais de uma vasta rede distribuída, complementada por subsistemas de armazenamento de energia, igualmente distribuídos, satisfazendo os picos de demandas locais sem depender das grandes redes de transmissão.

As instalações dos geradores fotovoltaicos seguem dois diferentes padrões: 1) uso do ambiente construído, focando nos telhados ou paredes externas das residências ou das fábricas, para sustentar e alojar os módulos solares nos assim chamados Edifícios Solares Fotovoltaicos (RÜTHER, 2004); 2) uso de áreas inutilizadas para agricultura ou construção civil, que se encontram disponíveis e

próximas às comunidades usuárias de energia elétrica (URBANETZ, 2010). Em ambos os casos, durante a vida útil produtiva dos sistemas solares, garantida pelos fabricantes em 25 anos médios e já projetada para 30 anos (BRANKER *et al.*, 2011), os geradores fotovoltaicos não geram resíduos resultantes da produção de energia elétrica e somente demandam a normal atividade de manutenção, que qualquer dispositivo eletroeletrônico exposto ao ar livre necessita: limpeza rotineira da superfície dos módulos, verificação do estado dos conectores, substituição de cabos eventualmente atacados por animais ou fungos, recuperação de vandalismo, e recuperação de estruturas de suporte afetadas por condições atmosféricas extremas.

Por sua vez, os componentes acessórios, representados pelos inversores de potência e os transformadores de ligação à rede, estão sujeitos à normal manutenção durante a vida útil, estimada pelos fabricantes de inversores entre 5 a 25 anos, sendo 5 - 10 anos para inversores de alta tensão, (PESHEK, 2012; ONE, 2013), ou 25 anos para micro inversores (AMI, 2015).

Os outros eventuais componentes acessórios, como seguidores do Sol, utilizados para aumentar a produtividade do sistema fotovoltaico, ou sistemas de armazenamento de energia, têm vida útil e especificidades ligadas à evolução da tecnologia utilizada e à sua maturidade. Os sistemas seguidores do Sol possuem partes móveis sujeitas ao desgaste e corrosão de componentes metálicos expostos ao tempo, demandando manutenção periódica. Alternativas mais facilmente gerenciáveis, mesmo que menos eficientes, são estruturas móveis, inclináveis manualmente, que permitam alterar a orientação em datas específicas do ano, de maneira a aproveitar melhor a componente da energia solar irradiada, normal à superfície dos módulos.

Os sistemas de armazenamento de energia, por sua vez, têm sua vida útil ligada à tecnologia empregada, destacando a elétrica e a eletroquímica:

- Tecnologia elétrica que utiliza dispositivos como capacitores de dupla camada e indutâncias supercondutoras;
- Tecnologia eletroquímica, ligada a dispositivos como acumuladores e baterias de fluxo.

Cada um destes sistemas de armazenamento se adapta a um tipo específico de carga útil, podendo focar a disponibilização de alta potência elétrica, em intervalos de segundos a minutos, ou a entrega de energia, durante períodos de várias horas. Algumas tecnologias podem necessitar de cuidados especiais como, no caso de baterias de fluxo com

tanque externo, o correto manuseio de componentes químicos, por causa da sua toxicidade. No caso de baterias, o cuidado é não exceder a profundidade da descarga, limitada tipicamente a 80%, para não diminuir a vida útil, definida em ciclos cheios de carga e descarga, que podem variar de 5.000 até mais que 10.000, com degradações que podem chegar a 25% no caso de tecnologias mais avançadas (DUNN *et al.*, 2011; IEC, 2011; CARNEGIE *et al.*, 2013; SHAHAN, 2015b; a).

O desenvolvimento de dispositivos acumuladores eletroquímicos está recebendo profunda atenção no mundo inteiro, para a aplicação em bancos de baterias para carros elétricos. Com as baterias atuais os veículos elétricos não atingem ainda a condição de autonomia em termos de quilômetros percorridos, provida pelos tanques de combustível, mas novos desenvolvimentos na tecnologia produtiva e nos materiais já mostram autônias comparáveis em carros Tesla de 2016 (RODRIGUES, 2016).

3.3 A fonte de energia solar

A energia que os sistemas fotovoltaicos convertem para energia elétrica é irradiada pelo Sol sobre a superfície da Terra, de maneira recorrente, seguindo as alternâncias de dia e noite. Dependendo das localidades na Terra, a intensidade da irradiação solar pode variar, dependendo de diferentes fatores quais: latitude, hora do dia, nuvens, poluição atmosférica, umidade.

Ter conhecimento prévio da quantidade de energia que atinge uma determinada área em determinada localidade é de grande importância para poder determinar a capacidade de gerar energia de um determinado sistema fotovoltaico.

Os atlas solares disponíveis fornecem o resumo das informações contidas nos bancos de dados, que englobam as medições feitas ao longo de dezenas de anos e fruto de anos de pesquisas no mundo inteiro. As séries históricas de irradiação global horizontal (GHI) são obtidas pela junção de informações obtidas a partir de imagens geradas pelas lentes de satélites de coleta de dados, que cobrem todo o globo em ciclos de vários dias, fazendo a medição da irradiação refletida pela Terra (MORÃES, 1999), e de leituras feitas por estações meteorológicas terrestres, com instrumentos certificados e calibrados, que fazem a validação dos dados dos satélites, permitindo a sua correção. Dependendo da sensibilidade e acurácia dos equipamentos ópticos, o território explorado é dividido em pixels (elemento unitário da imagem gerada), cujo tamanho pode corresponder a quadrados de 100 km, 40 km, ou 10 km de lado na superfície da Terra. A intensidade luminosa de

cada pixel corresponde à quantidade de energia solar refletida pelas nuvens e pelos componentes de turbidez na atmosfera, em direção ao satélite; assim, maior a intensidade luminosa refletida, menor a energia que consegue atingir a Terra. A energia radiante que atinge a Terra pode ser decomposta em duas componentes: uma direta, que passa através das nuvens e uma refletida e ou espalhada pelas nuvens, pelos aerossóis, a fumaça, o vapor áqueo, a superfície da Terra. Algoritmos, propostos por diferentes pesquisadores ao longo dos anos, permitem definir as diferentes componentes e estimar com precisão a quantidade de energia que chega à superfície inclinada dos módulos solares dos sistemas fotovoltaicos (BIRD e RIORDAN, 1985; PEREZ *et al.*, 1987; PEREZ *et al.*, 1990; COLLE e PEREIRA, 1998; PEREIRA *et al.*, 2006; MARTINS *et al.*, 2007; GUEYMARD, 2008; KRENZINGER e BUGS, 2010; KRENZINGER, 2012; NOTTON *et al.*, 2012).

Os algoritmos de transposição da intensidade solar no topo da atmosfera até a Terra tentam reproduzir os complexos fenômenos físicos, típicos de cada região, que interferem na transparência da atmosfera e na quantidade de energia que atinge os módulos fotovoltaicos. O Brasil apresenta diferenças climáticas muito grandes no seu território, tanto pela sua extensão, quanto pelas correntes de ar úmidas provenientes da Amazônia e frias provenientes da Argentina e pelo fenômeno das queimadas, que produz particulado fino e pelos aerossóis, que determinam aumento da turbidez da atmosfera. Por causa disso, diferentes fenômenos climáticos podem ser constatados no território brasileiro (MARTINS *et al.*, 2007):

- A Região Amazônica apresenta grandes precipitações e nuvens permanentes durante os meses de verão, causadas pela influência da zona de convergência intertropical, junto com a entrada dos ventos alísios provenientes do atlântico. Esta situação determina baixa irradiação nas áreas costeiras da região norte e na área ocidental da região amazônica;
- As Regiões Nordeste e Centro são sujeitas às maiores irradiações na estação seca de julho a setembro;
- As Regiões Sul e Sudeste estão sujeitas a grandes variabilidades de irradiação ao longo do ano por causa de frentes frias originadas na Região Antártica, sobretudo no outono e inverno, provocando grandes nebulosidades.

Apesar dos valiosos resultados obtidos interpolando valores fornecidos por satélites para obter dados das localidades nas quais não há medição, é importante frisar que, para as cidades nas quais existem

estações qualificadas de medição terrestre e anos de leituras, é aconselhável usar os dados medidos *in loco*.

3.4 Investigando a tecnologia fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica está fundamentada no efeito fotovoltaico demonstrado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839, quando observou que duas placas de platina, imersas em solução ácida, iluminadas pela luz solar, geravam eletricidade.

Estudos sucessivos demonstraram que a luz pode ser considerada um conjunto de fótons, ou quanta de luz, com comportamento corpuscular que, ao atingir materiais semicondutores, têm o efeito de liberar elétrons, produzindo uma corrente elétrica.

Existem atualmente várias tecnologias para a conversão da energia radiante em energia elétrica: os dispositivos que ocupam a maior fatia do mercado são baseados em lâminas de silício mono ou multi cristalino (c-Si), ou em finos depósitos, sobre diferentes substratos, de filmes de silício amorfo (a-Si), de telureto de cádmio (CdTe), de disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), para citar alguns dos mais conhecidos. Dependendo da tecnologia utilizada, uma parcela variável da energia incidente nos módulos fotovoltaicos é convertida em energia elétrica. A eficiência de conversão da radiação incidente para energia elétrica varia com a física dos elementos e compostos fotovoltaicos e, sobretudo, com a relação entre o número de elétrons extraídos e o número de fótons incidentes (WEHR, 2011). A Tabela 2 mostra valores de eficiência, medidos em laboratório na temperatura de 25 °C, bem como a tensão das células em circuito aberto e a corrente de curto-circuito, de algumas células, com valores atualizados até 2016. V_{oc} informa a tensão da célula solar em circuito aberto, enquanto I_{sc} informa o valor da corrente quando a célula, iluminada, está em curto-circuito. O Fator de Forma é um indicador da qualidade de geração de energia por parte da célula, informando a relação entre a potência no pico máximo e o produto de V_{oc} e I_{sc} (CARVALHO, 2014). A penúltima linha da tabela mostra a eficiência de uma célula com dupla junção (III-V) sobre silício, desenvolvida pelo Fraunhofer-ISE, com eficiência que supera a barreira de 29,4% do silício puro (DIMROTH, 2016). A última linha da tabela mostra o valor de eficiência excepcionalmente alto de uma célula composta com três junções sobrepostas de diferentes materiais, com diferentes sensibilidades ao espectro solar (GREEN *et al.*, 2015).

Tabela 2 - Eficiência de células fotovoltaicas de laboratório. Estado da arte até 2015.

Classificação	Eficiência %	V_{oc} (V)	I_{sc} (mA)	Fator de forma (%)	Fabricante
c-Si	25,6 +/- 0,5	0,740	41,80	82,7	Panasonic
mc-Si	20,8 +/- 0,4	0,663	39,00	80,3	Trina
a-Si	10,2 +/- 0,3	0,896	16,36	69,8	AIST
DSSC	10,0 +/- 0,4	0,718	20,46	67,7	Fujikura
CIGS	20,5 +/- 0,6	0,752	35,30	77,2	Solibro
CdTe	21,0 +/- 0,4	0,876	30,25	79,4	First Solar
III-V / Si	30,2 +/- 1,1	3,045	11,90	83,0	Fraunhofer ISE
InGaP/GaAs/In GaAs	37,9 +/- 1,2	3,065	14,27	86,7	Sharp

Fonte: adaptado de (GREEN *et al.*, 2015; DIMROTH, 2016).

Uma característica das células solares é a diminuição da sua eficiência com o aumento da temperatura. Este efeito depende da tecnologia utilizada e tem como causa a recombinação dos portadores de cargas causada pela agitação térmica (GREEN, 2003; RAUSCHENBACH, 2012; DUBEY *et al.*, 2013). Como resultado, células de filme fino em silício amorfo apresentam coeficiente de perda de potência, por cada grau de temperatura acima dos 25 °C, da ordem de 0,20% a 0,25%, menor do que aquelas de silício cristalino nas quais o mesmo coeficiente está entre 0,45% e 0,50% (BURGER e RÜTHER, 2006; ASTE *et al.*, 2014).

O desenvolvimento continuado da tecnologia fotovoltaica, pode ser exemplificado nas novas células de perovskita, que ano após ano mostra níveis de eficiência sempre maiores: 12,3% em 2012 (BALL *et al.*, 2013), 12,8% em 2013 (MEI *et al.*, 2014), 19,6% em 2016 (MULLER *et al.*, 2016), 22,1% recorde obtido na Coreia do sul em 2016 e novo recorde de 25,2%, em tandem de perovskita sobre silício, obtido no final de 2016 (SERVICE, 2016). Estas células, ainda na fase experimental, não entraram em produção, mas devido ao seu menor custo de produção, ensejam uma revolução tecnológica.

Limitações na física dos semicondutores definem o máximo de 30% na eficiência das células solares com junção p-n (SHOCKLEY e

QUEISSER, 1961). Valores atualizados de eficiência de módulos fotovoltaicos mono-cristalinos de 300 Wp mostram valores de 18,6% e multi-cristalinos de 270 Wp valores de 16,6% (EXESOLAR, 2016; PHOTONINTERNATIONAL, 2016a). Estas tecnologias representam o estado da arte em produtos apresentados na Intersolar Europe de 2016. Por contraste, a tecnologia de telureto de cádmio atingiu uma eficiência de 16,4% em linha comercial em 2016 e um recorde de 22,1% em célula experimental (FIRSTSOLAR, 2016).

Tecnologias como silício amorfo em filme fino, telureto de cádmio, disseleneto de cobre, índio e gálio e outras, estão perdendo percentualmente mercado. A tecnologia de filme fino, em 2016, cobriu uma fatia do mercado de quase 7% enquanto o uso de silício abocanhou quase 94% da produção mundial, sendo a parcela de multi-cristalino de 68% (MINTS, 2016). A quantidade de material, utilizado pelas células de silício, reduziu significativamente nos últimos anos: de 16 g/Wp para menos de 6 g/Wp, graças à melhoria na eficiência e à menor espessura da lâmina das células (PHILIPPS e WARMUTH, 2015). Por outro lado, a vantagem dos processos, que utilizam a tecnologia de filmes finos, está na menor energia gasta durante a fabricação e na menor quantidade de insumos utilizados o que, em conjunto, leva a valores de custo de produção, que são menores daqueles do silício cristalino, mesmo que isso não se traduza em menores preços de venda.

3.5 Evolução do mercado mundial fotovoltaico

Os países desenvolvidos mostram um perfil de incremento no mercado energético, que coloca os geradores fotovoltaicos interligados à rede no primeiro lugar. A taxa anual de crescimento mundial consolidado, entre os anos 2009 e 2015, foi de 47%, representando um aumento de 10 vezes no período (IEA, 2016). O vetor de crescimento a nível mundial, que já tinha se deslocado para o continente asiático no ano 2014, acentuou ainda mais esta prevalência, com China e Japão somando 26,3 GW instalados de um total global de 50 GW em 2015, representando 52,6% do total crescimento no ano (IEA, 2016). Em 2016 a China sozinha instalou 34,2 GW (HAUGWITZ, 2017). A contribuição da Europa em 2015, no total instalado, foi de aproximadamente 3,5% baixando dos 5,7% instalados em 2014, isso por conta das mudanças nas políticas de suporte governamental dos países europeus. A China, por outro lado, implantou programas de expansão da sua capacidade produtiva, complementada pelos incentivos ao mercado interno, que foram responsáveis pelo domínio do mercado mundial, tanto em termos de produtos entregues, quanto de preços por Wp. A

batalha dos preços forçou a adequação dos concorrentes, sacrificando a sua saúde financeira e em alguns casos causando o término das suas atividades (MINTS, 2016).

Em 2016, usando valores contabilizados até o terceiro trimestre e estimativas até o final do ano, o incremento total foi de 76 GW conforme a Figura 1, que informa o total acumulado (KAIZUKA, 2016; MERCOM, 2016; REN21, 2016; HAUGWITZ, 2017).

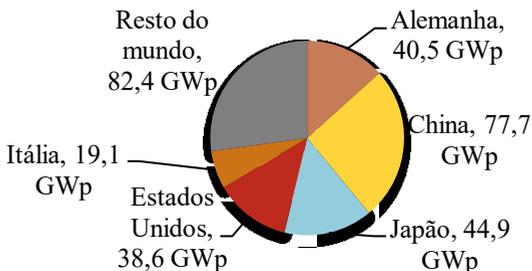


Figura 1 - Distribuição mundial da capacidade instalada (GWp) dos sistemas PV até final de 2016, evidenciando os cinco maiores *players* em 2016. O último quarto de 2016 é estimado.

A intervenção maciça dos governos nos mercados sempre provoca efeitos além dos previstos. Como demonstração desta afirmação, o governo chinês, conforme já aconteceu em outros países, preocupado com o excesso de incentivos concedidos, começou a reduzir o seu suporte à indústria fotovoltaica, aplicando um forte freio na expansão do mercado interno e provocando um conseqüente grande aumento de produtos estocados. A grande capacidade produtiva chinesa, que chegou a 51 GWp em 2016, fez com que a China detivesse 52% do mercado, deixando em segundo lugar Taiwan, com 17%. Com isso, a grande quantidade de produtos chineses estocados, disponíveis nos mercados mundiais com preços que vão de US\$ 0,31/Wp até US\$ 0,48/Wp, forçou os outros produtores mundiais a se adequarem para não perder mais mercado, provocando subseqüente decréscimo de preços de venda (MINTS, 2016).

A Figura 2 mostra os efeitos na evolução dos preços globais dos módulos, desde 2006 até 2016, com um decréscimo de 20,5% entre 2015 e 2016.

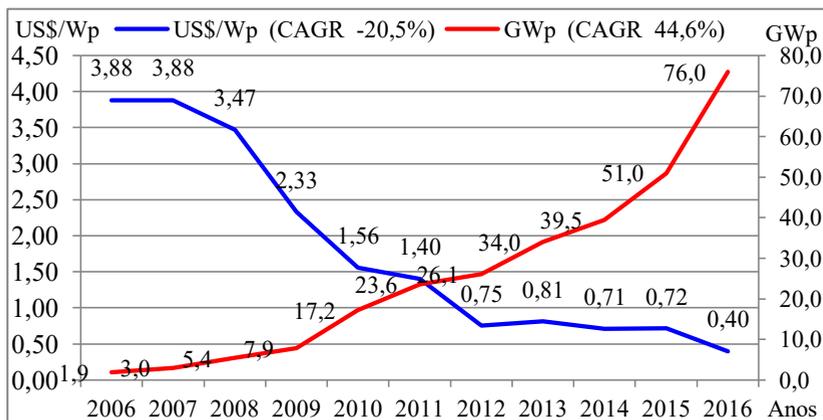


Figura 2 - Evolução dos preços de venda de módulos fotovoltaicos (US\$/Wp) e incrementos anuais instalados (GWp). Os valores de 2016 são estimados para os últimos meses de 2016. Os valores de CAGR calculados vão de 2006 até 2016.

Fonte: adaptado de (KAIZUKA, 2016; MERCOM, 2016; MINTS, 2016)

Esta situação de batalha comercial e consequente queda dos preços é preocupante, pois pode acabar interferindo no nível de qualidade dos produtos disponíveis. Se por um lado a redução do custo para quem instala um sistema fotovoltaico é interessante, por outro lado é preocupante a possibilidade que a qualidade dos produtos adquiridos seja afetada. Uma guerra de preços não se sustenta no longo prazo e é de se imaginar uma estabilização, uma vez que o excesso de estoques tenha sido consumido e que empresas concorrentes falidas tenham sido absorvidas pelas que tenham melhor estrutura produtiva e melhor gerenciamento.

Notícias recentes, recebidas da empresa de consultoria Photon Consulting, informam a respeito das propostas de planejamento da Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reformas da China, dando como meta de instalações em 2017, de 2,1 GWp para pequenos sistemas residenciais, 3,6 GWp para grandes sistemas residenciais e 21,2 GWp para instalações terrestres, totalizando 27 GW. (PHOTONCONSULTING, 2016).

3.6 Elementos de um sistema fotovoltaico

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são:

- Módulos fotovoltaicos;
- Suportes mecânicos de fixação dos módulos;
- Cabos, conexões elétricas, disjuntores e chaves elétricas;
- Inversores;
- Outros eventuais: subsistemas de seguimento solar, sistemas de armazenamento, sistemas de monitoração remota.

Os módulos fotovoltaicos são conjuntos de células solares interconectados entre si, em série e/ou paralelo, para formar geradores elétricos, que tenham tensões e correntes apropriadas para a sua utilização.

Os suportes mecânicos para aplicações residenciais podem ter base de apoio horizontal ou inclinada, seguindo a inclinação do telhado. No caso de telhado inclinado, dependendo da latitude do local de instalação, pode ser necessário compensar a inclinação do telhado para ter um ângulo ótimo com respeito aos raios solares. No caso de telhado horizontal, a estrutura deverá idealmente prever o ângulo correspondente à latitude.

Os materiais podem ser de aço galvanizado ou alumínio, cuidando para que, no caso dos materiais das estruturas e da base serem metálicos e diferentes, seja providenciada uma isolação elétrica entre eles para evitar a chamada corrosão galvânica, provocada pelos diferentes potenciais eletroquímicos dos dois metais. As estruturas são providas de dispositivos especiais de fixação, para que os módulos sejam acomodados e presos de maneira segura.

Os cabos, utilizados para a interconexão dos módulos, têm características que os diferenciam dos normais cabos de energia elétrica residencial. Entre elas, as mais interessantes são (GENERALCABLE, 2015):

- Resistência a temperaturas extremas, de -40°C até 120°C ;
- Resistência aos raios ultravioleta, ao ozônio e à água;
- Resistência mecânica às abrasões, cortes e rasgos da capa protetora;
- Isolação elétrica de 1,8 kV CC
- Os outros elementos que fazem parte dos sistemas de interconexão, incluem:

- Caixas de conexão;
- Quadro de distribuição;
- Transformador (eventual) para conexão à rede.

O inversor é um dispositivo eletrônico que converte a potência em corrente contínua, proveniente dos módulos solares, em alternada, com tensão e frequência controladas, para alimentar a rede ou as cargas elétricas.

A conversão da potência CC para CA depende da evolução do conjunto corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos, em função das condições de irradiação solar.

A potência dos módulos obedece às características descritas na curva de tensão-corrente (curva IV), conforme visualizado na Figura 3 (PRIEB, 2011). Por cada nível de irradiação, a curva da corrente tem amplitude diferente o que corresponde a uma potência correspondente na saída do módulo. O ponto de inflexão da curva da corrente corresponde ao ponto no qual o produto de tensão e corrente atinge o seu valor máximo: este é o ponto de trabalho do inversor para conseguir extrair a potência máxima.

O processador interno do inversor utiliza algoritmos de controle, procurando alterar as condições internas de carga para mais e para menos com respeito à situação presente, para manter a potência resultante no valor máximo possível. Estes algoritmos são denominados MPPT (*Maximum power point tracker*), ou seguidores do ponto de máxima potência e os inversores podem apresentar mais que um circuito MPPT para poder ter flexibilidade em fase de projeto quando, por exemplo, os módulos estão distribuídos com orientações diferentes, ou sombreamentos diferentes (FRONIUS, 2013).

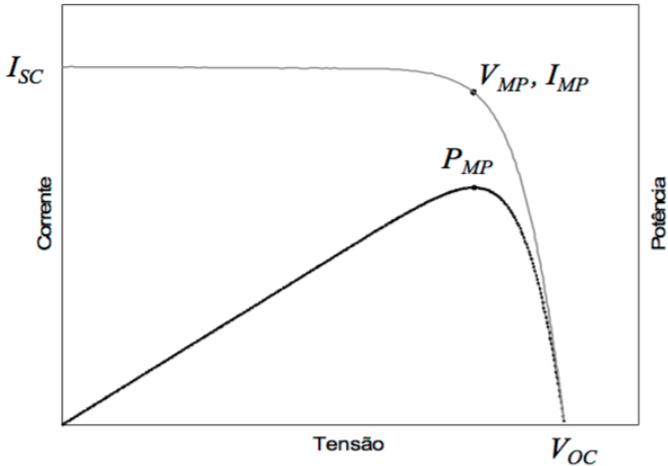


Figura 3 - Curvas corrente-tensão e potência-tensão das células e ponto de máxima potência para o inversor. Fonte: (PRIEB, 2011)

A potência alternada é obtida por circuitos de chaveamento eletrônico, cuja saída é filtrada com indutores e capacitores, para obter ondas senoidais com o mínimo de harmônicos. Quando o inversor for ligado à rede elétrica, circuitos especiais de sincronização de tensão e frequências garantem que a inserção na rede seja efetuada sem impor discontinuidades, que estejam fora da tolerância estabelecida pela rede elétrica.

A eficiência geral do inversor tem um comportamento não linear com a variação da temperatura, quando for trabalhar no limite das suas características. Levando em consideração a variação da potência dos módulos solares em função da temperatura, já foi demonstrado por Burger e Rüther (BURGER e RÜTHER, 2006) e outros (LUOMA *et al.*, 2012; YORDANOV *et al.*, 2013), que o uso de inversores subdimensionados, que operem a maior parte do tempo em plena capacidade por causa de condições climáticas ou de irradiação, os força a operar em limitação de potência, com conseqüente drástica queda da eficiência e da energia gerada.

A vida útil dos inversores, coerentemente com todos os dispositivos eletrônicos, sofre limitação de produtividade devido às falhas ligadas ao envelhecimento ou operação em condições de estresse. Considerando que o produto gera potência, alguns componentes estão mais sujeitos que outros a esta situação; é o caso dos capacitores utilizados nos circuitos que realizam a conversão CC/CC da tensão de

entrada. Esta situação de falhas é descrita com o indicador MTBF (*Mean Time Between Failure*), ou tempo médio entre falhas, que a maioria dos fabricantes estima em 10 - 12 anos (PETRONE *et al.*, 2008; MA, 2011; PESHEK, 2012; MA, 2013; YORDANOV *et al.*, 2013; FLICKER, 2014). Evoluções tecnológicas, demonstradas após a introdução dos micro-inversores (AMI, 2015), mostram como a migração de inversores de séries fotovoltaicas (*string inverters*) para inversores de módulo individual (*micro-inverters*), reduz consideravelmente a tensão aplicada nos capacitores e, portanto, o estresse que induz a falhas (PESHEK, 2012).

Uma consideração importante, referente aos inversores, é a característica tecnológica de base relacionada principalmente à potência na entrada. Dependendo do tipo de aplicação, diferentes escolhas podem ser feitas: no caso de aplicações residenciais de baixa potência, os micro inversores podem representar uma boa escolha, pela relativa simplicidade da instalação, com menor quantidade de fios e volume reduzido; no caso de aplicações comerciais de maior potência, a utilização de inversores trifásicos únicos ou monofásicos em paralelo se torna atraente; para sistemas de grande escala, o uso de inversores centralizados em topologia central ou de *string inverters* com altas tensões que podem chegar a 1.500 V, pode representar a escolha natural para conter o custo das fiações (NOWAK, 2015).

Outra característica dos inversores, que está se tornando sempre mais importante, é a oferta de monitoração remota, característica que assume quase importância vital em sistemas de maior porte, com inversores do tipo *string* ou centralizados, pois uma eventual falha no inversor centralizado significa perder toda a capacidade instalada. No caso de micro inversores, um defeito no inversor ou no módulo significa a perda somente daquele módulo, sem afetar o sistema como um todo: é o caso de sombras localizadas ou de poeiras acumuladas, situações nas quais o uso de micro inversor minimiza a perda de potência do sistema, reduzindo o problema ao módulo em questão.

Os sistemas de seguimento solar tentam ajustar a orientação da superfície dos módulos, de maneira tal que a normal à superfície esteja alinhada com os raios solares, para que a energia solar recebida seja maximizada.

Dois ângulos, medidos no Sistema Horizontal¹ caracterizam a posição do Sol em relação ao sistema fotovoltaico: Azimute e Elevação. A orientação dos módulos solares em conformidade a estes ângulos maximiza a captação da energia solar.

Existem dois modelos básicos de seguidores solares: o modelo mais simples tem um eixo de liberdade e segue o Sol conforme o ângulo de Azimute, mantendo constante a Inclinação, ajustada para ser igual à latitude da instalação. O modelo mais completo e complexo tem dois eixos de rotação seguindo Azimute e Elevação. Para ambos, sensores de irradiação, ligados fisicamente aos módulos solares, fornecem a indicação de quanto e em qual direção reorientar o conjunto solar. Além disso tabelas ligadas ao relógio interno, indicam as posições pré-programadas ao longo do dia, úteis no caso de céu nublado e à noite para o reposicionamento.

Resultados apontados por um fabricante, relatando medições em sistemas de dois eixos instalados, indicam ganhos energéticos entre 38 e 40% (DEGER, 2009). Outros estudos apontam aumento na produção de energia em até 45% (APPLEYARD, 2011).

Além dos seguidores automáticos, existem modelos manuais de um eixo, nos quais os suportes dos módulos podem ser inclinados entre +23° e -23° com respeito ao ângulo correspondente à latitude do local de instalação. Desta maneira, mesmo que existam somente três posições de ajuste, +23°, 0° e -23°, o alinhamento ao Sol, com o variar das estações, terá um erro máximo de 11,5° quando o Sol estiver no meio caminho entre a posição relativa 23° ou 0°.

3.7 Custo dos sistemas

O custo dos sistemas fotovoltaicos é afetado por muitas variáveis, algumas econômicas, outras políticas e outras tecnológicas.

Pelo lado governamental, estão os suportes financeiros, que são fornecidos para apoiar o desenvolvimento tecnológico de uma tecnologia em fase de maturação e medidas políticas que sustentem o interesse neste mercado incipiente. Exemplos destas medidas econômicas e políticas de suporte e controle são:

- 1) Os financiamentos a juros favoráveis, com períodos de carência que permitam a entrada em produção dos sistemas antes do início da amortização do capital;

¹ O Sistema Horizontal utiliza como plano fundamental o Horizonte celeste. As coordenadas horizontais são azimute e elevação. Azimute (A) é o ângulo medido sobre o horizonte, no sentido horário, com origem no Norte geográfico;

- 2) A compra de parte ou toda a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, com valores de compra que permitam o retorno financeiro do investimento em períodos não superiores a 6/10 anos. Adicionalmente, as empresas distribuidoras poderiam ser aconselhadas a adotar a posição de coproprietárias, ou arrendadoras, aumentando assim o interesse direto na expansão do uso da energia fotovoltaica;
- 3) A redução das taxas de importação de produtos fotovoltaicos, até que a produção industrial brasileira tenha atingido a maturidade nos conceitos de engenharia, processos produtivos, qualidade e suporte técnico.
- 4) O auxílio tecnológico por parte do Operador Nacional do Sistema elétrico – ONS, ou da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com vista a facilitar a instalação, projeto, monitoração, manutenção;
- 5) O suporte de centros universitários, visando melhorar a eficiência energética das residências para diminuir o consumo e o tamanho dos sistemas fotovoltaicos;
- 6) Apoios tecnológicos, que tenham como meta facilitar o desenvolvimento de tecnologias novas como de sistemas de armazenamento de energia por baterias, adotados tanto na emissão de contratos de compra, para atingir a massa crítica de redução de preços, quanto para atender exigências de estabilidade da rede (BURGER, 2014);

Entre as variáveis tecnológicas que afetam os custos dos sistemas fotovoltaicos encontram-se:

- a) A evolução na eficiência dos módulos, seja com processos produtivos aprimorados, seja com novos compostos de materiais sensíveis (FIRSTSOLAR, 2015);
- b) A eficiência quântica das células com respeito ao espectro da luz disponível na localidade da instalação;
- c) Novidades tecnológicas que incluem inversores integrados com sistemas de armazenamento, sistemas inteligentes de conversão CC/CC, que permitem aumentar a produtividade dos sistemas, resolvendo problemas de sombras ou de descasamento de módulos (SOLAREEDGE, 2015), ou melhorando a eficiência com artifícios tecnológicos (PAN e PENG, 2004);
- d) Tempo de vida dos módulos fotovoltaicos que, conforme a experiência do Dr. Wohlgemuth, cientista chefe em confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos do NREL, citado por (HALES, 2015),

podem tipicamente atingir, após 25 – 30 anos de funcionamento, 80% da sua capacidade produtiva, quando forem produzidos com processos e qualidade controlados;

- e) A capacidade produtiva do conjunto, expressa pelo fator de desempenho (PR - *Performance Ratio*) que relaciona a quantidade de energia produzida a partir das condições de irradiação da localidade de instalação e da eficiente instalação do sistema em termos de inclinação e orientação (GRANA e GIBBS, 2015).

A quantidade de energia, gerada durante a vida útil dos sistemas, depende da tecnologia utilizada, da qualidade da instalação e da irradiação disponível no local da instalação, cujas condições climáticas definem também a demanda que os sistemas fotovoltaicos devem suprir. Estas variáveis tecnológicas e climáticas contribuem para a determinação do *Yield* final do sistema (Y_f), fator com dimensão de tempo, que relaciona a energia CA anual gerada, com a potência nominal CC do sistema. O valor de Y_f indica quantas horas o sistema fotovoltaico deveria funcionar na sua potência nominal para produzir a mesma energia CA (MARION *et al.*, 2005). Também depende das variáveis climáticas o valor do *Yield* de referência (Y_r). Este fator, também calculado em horas, relaciona a irradiação total no plano dos módulos com a irradiância de referência utilizada para caracterizar os módulos solares nas condições STC² (MARION *et al.*, 2005). A relação entre Y_f e Y_r é outra maneira de calcular o fator de desempenho – PR (*Performance Ratio*), adimensional, que é um indicador da qualidade do projeto e da instalação correta do sistema fotovoltaico.

Uma maneira para estimar o custo futuro dos componentes dos sistemas fotovoltaicos é utilizar o conceito de curva de aprendizagem – ou LR³, largamente utilizado para estimar a redução do custo de um componente ou tecnologia para cada duplicação acumulada na sua produção (WENE, 2000; ANZANELLO e FOGLIATTO, 2007; STROIEKE *et al.*, 2013; GAN e LI, 2015; MAYER *et al.*, 2015; MARTIN, sem data).

A estrutura matemática da curva de aprendizagem obedece a dois principais modelos: potenciais ou exponenciais. A fórmula inicial baseada no modelo potencial de Wright é descrita na Eq. 1 onde $C(xt)$ representa o custo de produção no tempo t e produção acumulada xt em

² Nas condições STC, considera-se uma irradiância de 1 kW/m²

³ LR = *Learning Rate* descreve a evolução pela aprendizagem ligada ao ciclo de produção ou ao ciclo de pesquisa tecnológica

relação aos correspondentes valores $C(x_0)$ e x_0 em um tempo inicial arbitrário; b é a declividade da curva de aprendizagem

$$C(xt) = C(x_0) * \left(\frac{xt}{x_0}\right)^{-b} \quad (\text{Eq. 1})$$

Outros modelos utilizam a formulação potencial-exponencial, proposta por Knecht, que faz uso de uma segunda constante “c” em conjugação ao número de unidades produzidas. A Eq. 2 mostra a formulação potencial-exponencial de Knecht. Os outros elementos da equação são os mesmos da Eq.2.

$$C(xt) = C(x_0) * \left(\frac{xt}{x_0}\right)^b * e^{c(xt/x_0)} \quad (\text{Eq. 2})$$

A curva da Eq. 2 pode ser convenientemente linearizada utilizando uma transformação logarítmica que resulta na Eq. 3. O coeficiente de aprendizagem “b” é determinado conhecendo o valor corrente do custo $C(xt)$ no tempo t e quantidade acumulada xt a partir dos correspondentes $C(x_0)$ e quantidade x_0 computados no tempo 0 arbitrário

$$b = -\left(\frac{\log C(xt) - \log C(x_0)}{\log xt - \log x_0}\right) \quad (\text{Eq. 3})$$

Recente estudo de Yu (YU *et al.*, 2011) coloca em evidência que a curva de aprendizagem, baseada em um único fator, pode resultar em erros de previsão quando, apesar do contínuo aumento da capacidade instalada, os preços estabilizam.

A incorporação de outros fatores, como preço dos componentes e economia de escala, visa corrigir esta situação, ajudando a melhorar a previsão do custo médio, mesmo que, às vezes, condições imprevisíveis de mercado, como aquela que no segundo semestre de 2016 gerou um excedente de produção na China, possam determinar fortes quedas nos preços dos módulos, alterando as previsões e afetando o mercado mundial (PHOTONINTERNATIONAL, 2016b).

Uma aplicação prática dos conceitos das curvas de aprendizagem é evidenciada no estudo do Fraunhofer-ISE, que mostra gráficos interessantes relativos à evolução dos preços, com a produção acumulada desde o ano 1980 até 2015 e reproduzidos na Figura 4 (PHILIPPS e WARMUTH, 2015; 2016).

Conforme indicado, o índice de aprendizagem (LR) no período foi de 20%.

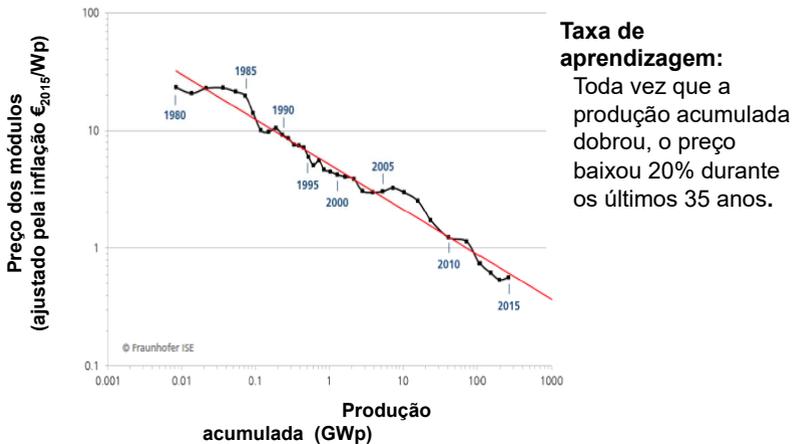


Figura 4 - Evolução dos preços com a duplicação da quantidade produzida.

Fonte: adaptado de Fraunhofer Institute (PHILIPPS e WARMUTH, 2016)

No mesmo estudo é mostrado outro gráfico, Figura 5, relativo ao período de tempo que vai desde 2006 até 2015, período no qual a produção acelerou muito e houve de fato uma guerra comercial entre os produtores chineses de um lado e os americanos e europeus do outro lado.

A Figura 5 mostra a evolução da tecnologia de filme fino e daquela com silício cristalino. O LR aumentou, alcançando 28,2% para o silício cristalino e 25,2% para o filme fino.

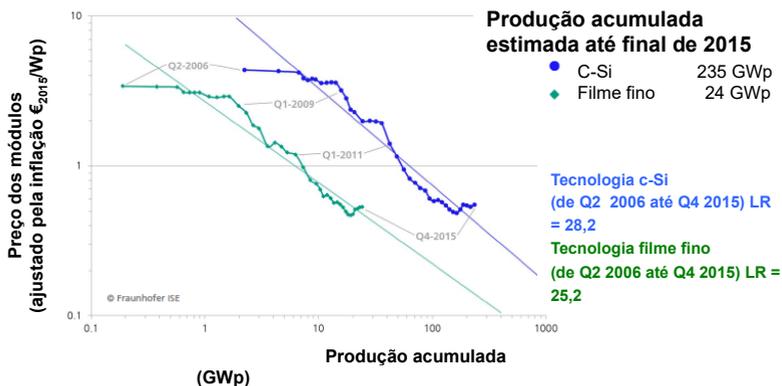


Figura 5 - LR nos últimos dez anos para as tecnologias de filme fino e silício cristalino. Fonte: adaptado de Fraunhofer Institute (PHILIPPS e WARMUTH, 2016).

3.8 Evolução dos custos dos sistemas fotovoltaicos

É importante esclarecer qual a diferença entre custo e preço: custo é o que o investidor desembolsa para produzir algo ou para comprar um produto; preço é o valor de venda que embute o custo para produzir e vender, mais a margem de lucro, afetada pelos efeitos oscilantes da oferta e procura, que dominam qualquer mercado e que podem levar até a situações anômalas em que o preço é menor do que o custo.

Os preços dos sistemas fotovoltaicos e os custos da energia produzida dependem de diferentes aspectos, tanto econômicos, quanto de capacidade tecnológica, dificuldade de instalação, modalidade de exposição, contratos de fornecimento, diferenças climáticas, entraves burocráticos, entre outros.

Uma representação interessante da evolução dos custos de capital em um mercado maduro como a Alemanha é mostrada na Figura 6 que evidencia também o efeito dos programas governamentais de incentivo sobre a evolução do mercado.

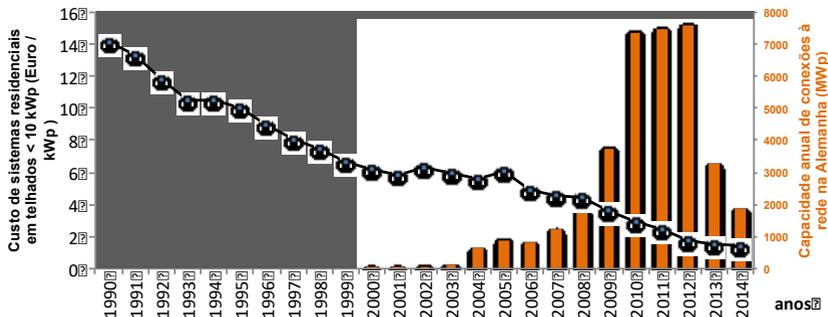


Figura 6 - Evolução do custo de capital - CAPEX de sistemas fotovoltaicos desde 1990 até 2014 na Alemanha. Fonte: adaptado de (PHILIPPS e WARMUTH, 2015)

Um estudo conduzido pelo NREL nos Estados Unidos mostra valores médios de sistemas residenciais instalados até 2014 (FELDMAN *et al.*, 2015). A Figura 7 mostra os preços médios de pelo menos 20 sistemas residenciais instalados.

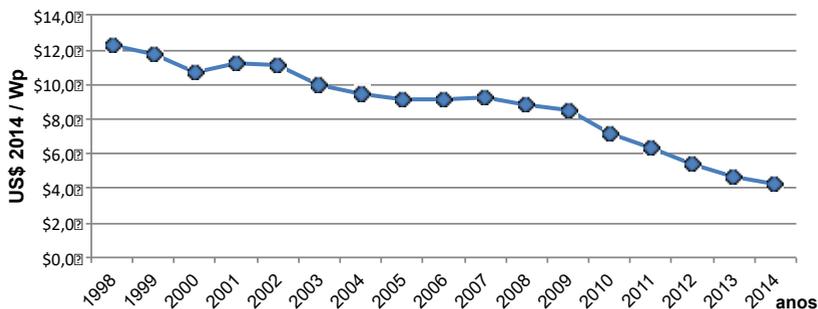


Figura 7 - Valores médios de sistemas residenciais instalados nos Estados Unidos. Valores em US\$/Wp. Fonte: adaptado de (FELDMAN *et al.*, 2015).

Os preços médios dos sistemas residenciais em 2014 foram aproximadamente 4 US\$/Wp, praticamente o dobro dos valores informados na Alemanha na Figura 6.

Neste respeito, uma comparação entre os preços alemães e americanos é resumida na Figura 8. Pela avaliação dos autores do estudo, a razão das diferenças está nos custos de instalação e nas

margens de lucro das empresas que fazem a instalação. Já a diferença entre preço modelado e informado deve ser atribuída a possíveis custos adicionais não considerados na hora de modelar os sistemas.

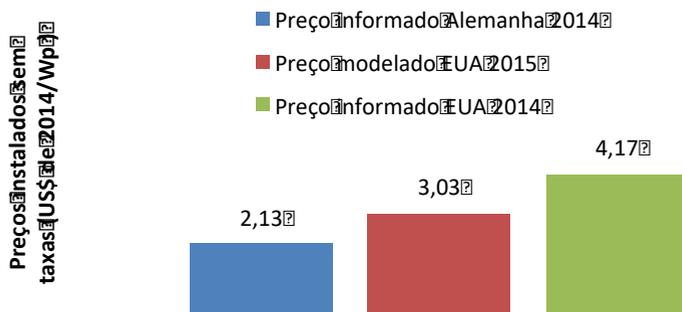


Figura 8 - Comparação entre preços de sistemas instalados na Alemanha e nos Estados Unidos. Valores em US\$/Wp sem taxas. Fonte: adaptado de (FELDMAN *et al.*, 2015).

Outra razão da disparidade, entre valores modelados e informados, pode ser atribuída ao tipo de aquisição de sistemas fotovoltaicos residenciais: investimento autônomo ou *leasing* (DAVIDSON *et al.*, 2014).

Recente estudo da EnergySage Solar Research reporta o efeito da melhora na confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos, que refletiu na mudança de atitude dos investidores residenciais americanos os quais, até 2014, preferiam alugar e, em 2015, escolheram ser proprietários dos seus sistemas. A maior atenção aos consumos de energia fez com que a potência média dos sistemas instalados mudasse de 8,26 para 7,90 kWp. A conjugação dos dois efeitos, propriedade e redução do consumo, fez com que o custo bruto da instalação, para a potência média de 7,90 kWp, mudasse de US\$ 31.247 em 2014 para US\$ 29.225 em 2015 reduzindo em 6,5% (AGGARWAL, 2015).

No Brasil, os preços cobrados para sistemas completos variam conforme a faixa de potência, com valores que dependem da taxa de câmbio e da economia de escala. Em 2014 o valor médio para sistemas até 5 kWp foi de R\$ 8,81/Wp com extremos entre 5,9 e 15 R\$/Wp (KRENZ, 2015).

A Figura 9 fornece uma melhor imagem da variação de preços por faixa de potência. Os valores são expressos em reais por Wp. Os

sistemas com potência abaixo de 5 kWp são aqueles que mostram maior variação de preços.

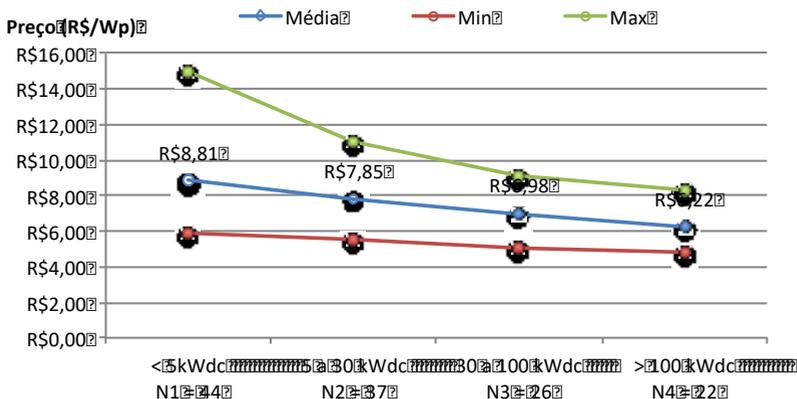


Figura 9 - Preços médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, em 2014, divididos por faixa de potência.

Fonte: reproduzido de (KONZEN *et al.*, 2015; KRENZ, 2015)

Uma pesquisa de mercado, realizada em 2016, com uma empresa brasileira fornecedora de sistemas fotovoltaicos, mostra uma leve diminuição dos preços praticados, para sistemas instalados nas coberturas das edificações, com potência abaixo de 5 kWp, com respeito aos valores da Figura 9. Os valores são relativos a 80 projetos instalados em várias localidades brasileiras em 2016. O valor máximo foi de 12,00 R\$/Wp, o valor mínimo foi de 5,75 R\$/Wp e o valor médio 7,65 R\$/Wp. A variabilidade dos preços é devida a três fatores principais: custo de deslocamento das equipes, dificuldades de instalação, estruturas de suporte em quantidades diferenciadas.

Os entraves burocráticos no Brasil mostram uma realidade ainda em transformação, pelo mercado incipiente e pela infraestrutura da cadeia de fornecimento, baseada na importação dos componentes. Um estudo realizado pelo instituto brasileiro IDEAL (KRENZ, 2015) relata um total de 37 empresas instaladoras, que completaram pelo menos um projeto no ano de 2013, com tempo de instalação variável entre 2 e 12 meses. Em 2014, os tempos informados por 49 empresas mudaram para entre 1 e 12 meses com uma média menor que 5 meses. O tempo médio está em linha com aquele necessário em outros países conforme mostrado na Figura 10 porém a diferença entre tempo mínimo e máximo

mostra a necessidade de padronização e de diminuição das dificuldades burocráticas.

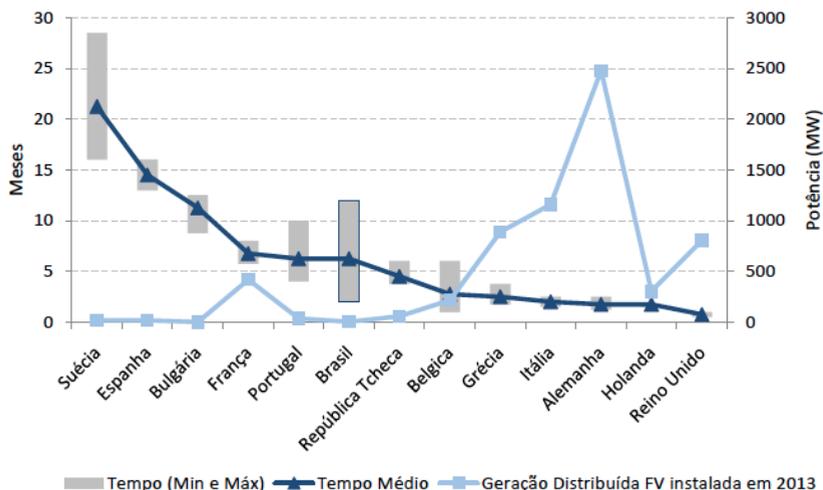


Figura 10 - Tempo de instalação de sistemas fotovoltaicos em diferentes países.

Fonte: (MANOEL e KONZEN, 2014).

3.8.1 Custo dos BOS – Sistema fotovoltaico básico

O termo BOS – Outros Elementos do Sistema (*Balance of System* na língua inglesa) engloba todos os outros custos que devem ser agregados aos módulos solares, para formar um sistema fotovoltaico. Esta parcela do sistema merece atenção, pois o seu custo financeiro depende das empresas que participam da cadeia de fornecimento e estão menos sujeitas a normativas e regras pré-definidas, além de serem pouco afetadas pela economia de escala, que normalmente favorece a redução dos custos de produção (BONY *et al.*, 2010).

Existe uma diferença substancial de custo entre módulos solares e sistemas solares sendo que os primeiros, os módulos, mostraram ao longo dos últimos anos uma tendência de redução muito maior do que os demais componentes. Um estudo do Rocky Mountain Institute (RMI) de 2010 mostra uma prevalência no custo dos módulos com respeito aos demais componentes do sistema (BONY *et al.*, 2010). Os sistemas,

mostrados na Figura 11 eram diferenciados pela modalidade de instalação, solo ou telhado.

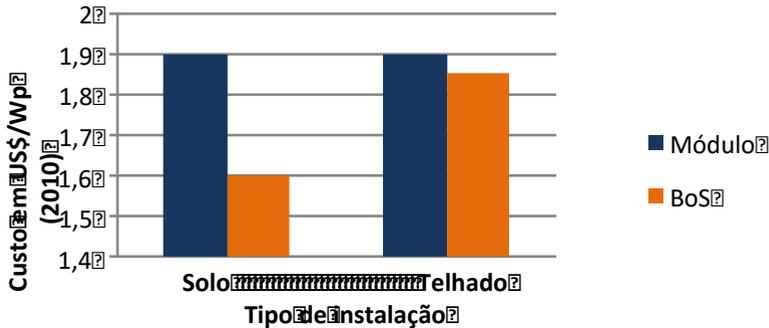


Figura 11 - Componentes do custo total de um sistema fotovoltaico. Fonte: adaptado de (BONY *et al.*, 2010)

A Figura 12 mostra o desdobramento dos principais componentes do BOS pelos estudos do (RMI), na situação de 2010.

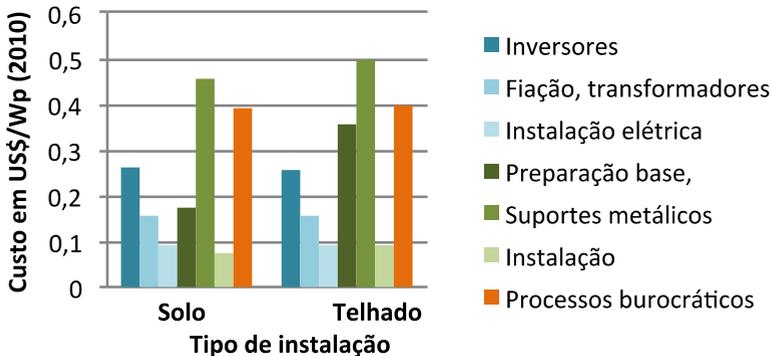


Figura 12 - Desdobramento dos custos dos componentes do BOS de um sistema instalado. Fonte: adaptado de (BONY *et al.*, 2010)

Já um estudo desenvolvido pelo Fraunhofer *Institute for Solar Energy Systems* da Alemanha em 2014, relativo a sistemas com potência acima de 1 MW (MAYER *et al.*, 2015), mostra como evoluiu tanto o preço final de todo o sistema, como a fatia correspondente aos

módulos x BOS. Em 2014, os módulos representavam 55% do custo total de um sistema solar fotovoltaico.

Outro estudo de 2015 da Green Tech Media (GTM), relativo ao mercado americano residencial, já mostra uma relação diferente entre os componentes, conforme mostrado na Figura 13. Na figura é evidenciada a relação dos valores de todos os custos, para obter um sistema fotovoltaico chave-em-mãos com potência entre 5 e 10 kWp, com módulos de silício cristalino e inversores centrais ou micro-inversores (GTMRESEARCH, 2015).

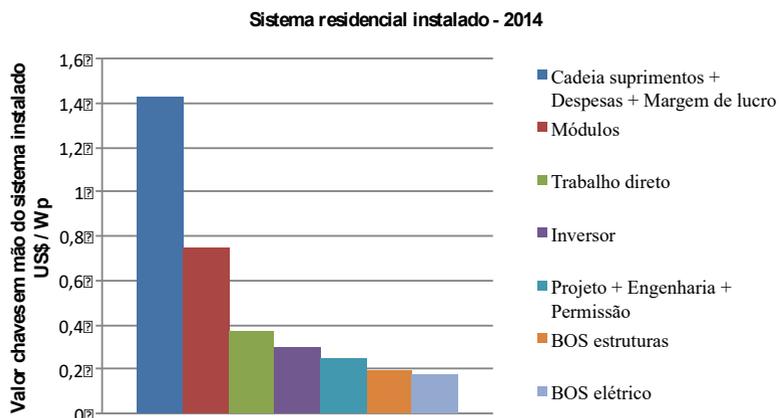


Figura 13 - Relação entre os componentes de custo de um sistema residencial instalado chave-em-mãos em 2014. Fonte: Adaptado de GTMResearch - 2015

Apesar de que os gráficos da Figura 11 e da Figura 13 mostrem um custo total muito similar, no estudo da GTM, os valores dos componentes acessórios – BOS – são muito mais detalhados, incluindo até as despesas gerais e a margem de lucro de quem faz a instalação. Na comparação entre a Figura 11 e Figura 13 nota-se um significativo aumento dos BOS no estudo da GTM, com 2,7 \$/Wp em comparação aos 1,85 \$/Wp do RMI.

Da mesma maneira, comparando as mesmas figuras nota-se que o custo dos módulos diminuiu de 1,90 \$/Wp no caso da RMI para 0,75 \$/Wp no estudo da GTM; a hipótese, nesta comparação, sem desconhecer que entre 2010 e 2015 o preço dos módulos caiu, é que o

estudo da RMI englobe no custo dos módulos a parcela relativa à cadeia de suprimentos, despesas e margem de lucro. Considerando que, mesmo com a diferença temporal de cinco anos entre os dois estudos, o custo do sistema completo permaneceu praticamente constante, passando de 3,5 \$/Wp para 3,46 \$/Wp, surge a dúvida sobre a total abrangência do estudo da RMI.

Levando em consideração o estudo da GTM, chama atenção o pequeno percentual do custo dos módulos no total do sistema fotovoltaico: os módulos representam quase 22% do total dos custos e no Balanço do Sistema a cadeia de suprimentos, somada às despesas gerais e margem de lucro, tem peso de 41% do total.

As informações da Figura 13, resumidas na Tabela 3, evidenciam os cinco custos mais importantes de um sistema básico que, pela ordem, são: a) cadeia de suprimentos com despesas e margem de lucro; b) módulos fotovoltaicos; c) custo do trabalho direto; d) inversor; e) serviços de projeto, engenharia e permissão de ligação à rede.

Tabela 3 - Composição dos custos de um sistema residencial fotovoltaico (5-10 kWp) [US\$/Wp]

Descrição custo	Valor	Percentual
Cadeia suprimentos + Despesas + Margem de lucro	1,42	41,0%
Módulo FV	0,75	21,7%
Trabalho direto	0,37	10,7%
Inversor	0,30	8,7%
Projeto + Engenharia + Permissão	0,25	7,2%
BOS estruturas	0,19	5,5%
BOS elétrico	0,18	5,2%
Total	3,46	

Fonte: adaptado de (GTMRESEARCH, 2015)

Um elemento a mais, a ser considerado, é o custo da qualidade da instalação, que depende da experiência da equipe de instalação e do conjunto de normas, que deveriam ser seguidas durante os trabalhos de campo. Estudo publicado em 2015 pela revista *Renewable Energy World* sobre o assunto evidencia os cuidados a serem tomados nestes trabalhos (MINTS *et al.*, 2015). O custo da qualidade nem sempre é levado em consideração, sobretudo porque possíveis investidores em energia renovável, demonstraram preferir modelos de negócio ligados

ao serviço completo de geração de energia suprido pelo fornecedor, conforme demonstrado por Loock (LOOCK, 2012). Esta visualização reforça e complementa a noção de custo de um sistema instalado, acrescentando, aos termos que formam o BOS, a garantia de continuidade de serviço, com pagamentos anuais pelos serviços prestados.

Ainda dentro do conceito de BOS, mas trabalhando mais no aumento da rentabilidade do que na redução dos custos, algumas pesquisas recentes colocam em evidencia diferentes metodologias para maximizar a energia gerada pelos módulos solares. Um estudo elaborado por Du e Lu (2011) sobre a conversão de energia sugere um diferente método de procura do ponto de máxima potência (MPPT) dos módulos fotovoltaicos, agregando, a cada um, uma bateria e um conversor CC/CC (DU e LU, 2011). Com isso a função do MPPT não é afetada pela variação da carga e da tensão fornecida pelo módulo e a tensão enviada ao inversor não é afetada por sombras temporárias sobre a superfície sensível. Além disso, o uso da bateria individual por cada módulo, associada ao conversor CC/CC, contribui para estabilizar a energia total fornecida pelo sistema.

Outro interessante trabalho, (THEVENARD e PELLAND, 2013), foca no fator de previsibilidade da quantidade de energia fornecida pelo sistema fotovoltaico, procurando determinar uma figura de incerteza, no longo prazo, da energia fornecida. Este fator de incerteza afeta diretamente o valor do custo unitário da energia fornecida anualmente. Os autores utilizaram para o trabalho o *software* SAM (*System Advisor Model software*) de modelagem desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) dos Estados Unidos, para elaborar previsões de rendimento financeiro na indústria de energia renovável (BLAIR *et al.*, 2014).

Os dados interessantes extraídos do trabalho são resumidos na Tabela 4 que informa os valores médios das incertezas e o seus desvios padrão. Pelas simulações estatísticas feitas em estudo de caso, com o uso do *software* SAM alimentado com as incertezas informadas na Tabela 4, a incerteza combinada, na produtividade média, é de aproximadamente 8,7% no primeiro ano e 7,9% nos anos sucessivos até o final da vida útil do sistema fotovoltaico.

Tabela 4 – Fatores de incerteza na energia fornecida pelos sistemas fotovoltaicos

Fatores de perda nos sistemas FV	Valor médio	Desvio padrão
Irradiação solar horizontal média, longo prazo	0,0%	5,0%
Variabilidade climática interanual	0,0%	3,9%
Estimação da irradiação no plano do módulo	-2,0%	3,0%
Classificação da potência dos módulos	-3,0%	3,0%
Perdas por sujeira e poeira	-3,0%	2,0%
Perdas por neve acumulada	-2,0%	1,5%
Albedo	0,1%	0,2%
Outras razões (erros do modelo, efeitos espectrais, etc.)	-5,0%	5,0%

Fonte: adaptado de Thevenard e Pelland, 2013.

3.8.2 Custo dos BOS – Subsistemas de seguimento

Uma ampliação do horizonte de análise dos custos dos BOS surge no momento de considerar a orientação dos sistemas fotovoltaicos. O uso de sistemas de seguimento da trajetória aparente do Sol, aumenta o tempo de exposição à máxima irradiação e, por consequência, a energia total gerada.

Difícil é comparar resultados econômicos sobre os sistemas de seguimento do Sol, visto a escassez de informações sobre os reais custos de implantação e as características tecnológicas diferenciadas por tipo de fabricante. Informações de um fabricante de sistemas com controle de orientação inteligente apontam ganhos de até 27% na energia gerada (kWh), comparada aos módulos com orientação controlada manualmente ao longo do ano (DEGER, 2009). O mesmo fabricante informa os resultados de instalações na Espanha, nas quais o ganho financeiro foi 46% maior do que aquele resultante de instalações fixas; estes resultados, porém, são em parte devidos à generosa tarifa de *feed-in* que existiu naquele país no período considerado, e que resultou em desastrosa consequência, para a indústria espanhola, após a eliminação desta tarifa de compra. Por conta deste resultado, o sistema de seguimento pagaria o investimento em três anos, com a energia gerada a mais, desde que não existissem limitações impostas na quantidade de

energia gerada e que existisse um mercado cativo para a venda desta energia.

Dados de outro fabricante comparam os resultados de três sistemas, localizados em Munique na Alemanha, equivalentes em potência, diferindo pelos sistemas de seguimento: fixos, um eixo e dois eixos de movimentação. A Tabela 5 informa os dados de janeiro de 2011 que mostram as melhoras na energia produzida, na taxa de retorno e no valor do *payback*, mesmo com investimento maior (TSSOLAR, 2015).

Tabela 5 – Comparação entre sistemas com seguimento fixo e variável

	Instalação fixa	Seguidor 1 eixo	Seguidor 2 eixos
Investimento (€)	2.300.000	2.500.000	2.800.000
Faturamento total em 21 anos (€)	5.200.000	6.300.000	6.900.000
Ganhos em 21 anos (€)	2.900.000	3.800.000	4.100.000
Amortização (anos)	9,4	8,5	8,4
Taxa de retorno	8,80%	10,19%	10,41%
Produção de energia (kWh/kWp/a.)	1,119	1,351	1,489
Aumento na produção de energia	0%	21%	33%

Fonte: adaptado de (TSSOLAR, 2015)⁴

Nem sempre, a estratégia de apontamento direto para o Sol leva a obter os máximos resultados econômicos. Estudo de Rowlands, Kemery e Beausoleil-Morrison de 2011 mostra como o perfil de demanda do mercado consumidor em Ontário (Canadá) favorece um diferente ângulo de inclinação e azimute dos painéis para fazer com que o pico de geração de energia se desloque para coincidir com o pico de preço da energia elétrica e garantir o máximo aproveitamento dos sistemas fotovoltaicos (ROWLANDS *et al.*, 2011).

Trabalho feito por (VIANA, 2010) a respeito da situação brasileira, demonstra como uma fração considerável do território da federação apresenta Irradiação Direta Normal (DNI) em níveis até 20% mais altos do que a irradiação média na superfície com inclinação

⁴ Potência do Sistema: 1 MW; localização: Munique – Alemanha (sem sombras); valor da venda da energia: € 0,2207/kWh

correspondente à latitude. DNI é a irradiação solar direta sobre uma superfície apontada para o Sol (BLANC *et al.*, 2014). Esta informação é interessante por mostrar que, nestas regiões, sistemas com seguimento em dois eixos instalados com módulos solares com concentradores podem favorecer uma maior geração de energia.

3.9 Visão sistêmica na geração de energia fotovoltaica

A maioria dos trabalhos científicos na área da energia fotovoltaica é focada na evolução tecnológica, novos processos produtivos, interação dos geradores fotovoltaicos com a rede, tarifas de compra da energia fornecida à rede, custos dos sistemas, diretrizes de política pública, capacidade potencial de geração de energia (RÜTHER e ZILLES, 2011; BAZILIAN *et al.*, 2013; CAI *et al.*, 2013; MONTENEGRO, 2013; BRONSKI, 2014; FELDMAN *et al.*, 2014; BRIANO *et al.*, 2015; BRONSKI, 2015; BIANCHINI *et al.*, 2016; KANTAMNENI *et al.*, 2016; RAUGEL, 2016; RHODES, 2016).

As pesquisas em tecnologia das empresas atuantes no mercado visam ao aumento constante e progressivo da eficiência de conversão de energia, atuando também na sintonia fina da produção para atingir metas menores de 0,5 \$/Wp no preço de venda dos módulos e menores que 1 \$/Wp nos sistemas completos instalados, conforme curvas de tendências atualizadas (PHOTONINTERNATIONAL, 2015).

A meta perseguida de diminuição do custo da potência dos sistemas, porém, é limitante. Cada tecnologia fotovoltaica tem as suas peculiaridades: eficiência máxima, sensibilidade a diferentes faixas do espectro da luz, comportamentos mais ou menos sensíveis à elevação da temperatura, formatos que mais ou menos facilmente se adaptam ao lugar da instalação. A composição destes fatores com métricas diferentes leva a resultados que distorcem a comparação financeira em \$/Wp. Por isso, nesta tese, a atenção foi dirigida para o custo da energia gerada, mudando o foco da potência disponível para o da energia necessária para o consumo, e medindo o custo da energia, levando em consideração todas as componentes econômicas até o final da vida útil da instalação. Com isso, o significado de custo da energia assume horizontes mais amplos, incluindo fatores com recorrência anual tais como: seguro, manutenção da instalação, reposição de partes e peças, tempo de vida útil do sistema, degradação durante a vida útil. Este custo mais abrangente, conhecido como LCOE, é utilizado para poder comparar diferentes tecnologias, sejam elas consolidadas ou não. Trabalho anterior (RMI, 2010) evidenciara a composição dos componentes dos BOS, mas limitou a análise aos módulos fotovoltaicos rígidos compostos por células solares em silício cristalino e aos BOS

tradicionais. Com o progresso das novas tecnologias entende-se que vários componentes de um sistema completo devam passar por uma profunda reconsideração tecnológica e aplicativa.

Nesta ótica mais ampla, destaca-se a diferente velocidade de decremento dos preços dos módulos, em comparação a todos os outros componentes acessórios, necessários para compor um sistema de geração fotovoltaica. Estes últimos preços, que não estão sob os holofotes, tendem a permanecer em segundo plano na corrida tecnológica, mesmo que o seu peso seja preponderante no custo total do sistema e no LCOE; os custos BOS, como mostrado na Figura 11 e na Figura 13 do subitem 3.8.1, valem em 2010 cerca de 50% do custo total (BONY *et al.*, 2010) e a proporção tende a aumentar ao longo dos próximos anos. Permanecendo na ótica sistêmica, com foco na minimização do LCOE, os subsistemas de seguimento solar e de armazenamento de energia não podem ser esquecidos, pela sua grande contribuição ao aumento da energia gerada.

A evolução da instalação de sistemas fotovoltaicos no mundo é dinâmica, segue a maturidade política no incentivo ao uso de energias alternativas e pouco poluentes no mundo e a evolução tecnológica que sempre mais consolida, percentualmente, a utilização de células em lâminas em detrimento da tecnologia de filme fino.

Também dentro da ótica sistêmica, um estudo do RMI leva em consideração o peso político de uma eventual migração dos usuários para o total autoconsumo, levando à diminuição do número de usuários na rede e resultando em necessidade de aumento das tarifas elétricas para cobrir os custos fixos do sistema (BRONSKI, 2014; 2015). O estudo mostra como, no momento em que o preço crescente da energia da rede se destaca do custo de um sistema fotovoltaico (FV), a relação do usuário com a rede pode variar, excluindo inicialmente parte da carga e sucessivamente a inteira carga, com a adição do armazenamento da energia gerada.

3.9.1 Evolução das tarifas de energia elétrica

A tarifa da energia elétrica fornecida pela rede é um elemento importante de avaliação dos sistemas fotovoltaicos residenciais, pois a comparação com o custo da energia produzida alimenta as incertezas sobre o risco do investimento. Um fator de incerteza está ligado às variações tarifárias promovidas pela ANEEL que na virada do ano de 2016 aumentou em 4% a tarifa de Brasília, aumentou em 20% a tarifa de Manaus e diminuiu em 17% a tarifa de Porto Alegre. Outro fator de incerteza é a política de bandeiras, que a ANEEL adotou desde o ano de

2015 para conter o excesso de consumo em determinados meses, nos quais a demanda global excede limites prefixados. As chamadas bandeiras tarifárias são calculadas a partir do mix de geração de energia quando, por causa das secas, geradores térmicos com custos mais altos são acionados para suprir a demanda. As bandeiras penalizam com valores mais altos os gastos de energia: a bandeira vermelha é dividida em duas faixas de aumento na fatura de energia elétrica, com valores fixos de R\$ 4,5 e R\$ 3 a cada 100 kWh consumidos no mês; a bandeira amarela acrescenta o valor de R\$ 1,50 a cada 100 kWh consumido (ANEEL, 2015b).

A esta política de bandeiras tarifárias soma-se a possibilidade de escolha de hábitos de consumo, que podem ser premiados pela observação cuidadosa dos picos tarifários, na chamada tarifa branca, que carrega valores maiores de preço de energia no horário de pico que vai das 18h às 22h (ANEEL, 2015c), em contraposição a valores menores nos horários fora do pico. Ao escolher a tarifa branca é importante considerar que existe a possibilidade que o horário de pico seja estendido das 14h às 22h, em face das recorrentes crises de abastecimento durante os períodos de seca.

O deslocamento do perfil de consumo para fora dos picos máximos de carga da rede de distribuição, pode ser facilitado por sistemas de armazenamento individuais que, com a tarifa branca, permitem um ganho real na fatura mensal, além de dar um alívio, mesmo que mínimo, ao sistema de distribuição elétrica. (MME/EPE, 2014a)

3.9.2 Avaliação da oportunidade e dos riscos do investimento

Vários métodos são utilizados para avaliar a oportunidade de investir em sistemas FV, conforme citado por Ondraczek (ONDRACZEK *et al.*, 2015):

- a) O custo de capacidade expresso em R\$/kWp: este método é limitado por considerar a potência do sistema e não considerar a real produção de energia em kWh, que é a real mercadoria vendida. Além disso, empresas que ganham contratos fundamentados em custos por kWp na modalidade ECC - Engenharia, Compras e Construção (ou no termo em inglês *EPC – Engineering, Procurement and Construction*), tendem a focar na minimização do custo de investimento, em detrimento de eventuais custos correntes ao longo da vida útil do sistema;
- b) A métrica ligada à paridade com o preço da energia elétrica fornecida pela rede, (*grid parity*) que, porém, carrega distorções ligadas aos eventuais subsídios governamentais politicamente

dirigidos a tecnologias consideradas prioritárias, fornecidos para sustentar a produção de energia elétrica, como transformação de combustíveis fósseis. Esta métrica utiliza o chamado valor presente do custo unitário da energia elétrica, LCOE, calculado seguindo diferentes metodologias, sendo, portanto, necessário defini-lo bem e tomar alguns cuidados no seu uso.

O LCOE é definido segundo uma fórmula bastante simples que vê no numerador o valor presente da soma de todos os custos anuais incorridos, descontados pela desvalorização da moeda, desde o ano zero até o final da vida útil do sistema e no denominador a soma da energia produzida e utilizada, em kWh, durante a vida útil do sistema. Os custos anuais incluem o investimento inicial, a manutenção e eventual reposição de partes e peças, os juros pagos no caso de financiamento. A energia total produzida considera que a irradiação anual seja constante durante a vida do sistema e a eficiência de conversão degradada anualmente, conforme as características da tecnologia escolhida.

Dependendo dos autores, a fórmula básica do LCOE adquire por vez nuances irracionais ou criativas, tais como a inclusão de fatores corretivos como, por exemplo:

- a) O cálculo da irradiação como média regional ponderada pela densidade populacional de cada região (ONDRACZEK *et al.*, 2015), ou
- b) O valor residual no final da vida considerada útil do sistema, momento no qual, mesmo com produtividade diminuída, os módulos podem ainda produzir energia utilizável (VELOSA, 2014).

O uso do LCOE é legitimado pela comparação do custo da energia de sistemas diferentes, sob a ótica do investidor, sendo que este pode ser:

- a) O proprietário de uma planta de geração que precisa ter um custo de produção compatível com a rede, para competir com fornecedores já estabelecidos no mercado, ou
- b) O usuário industrial, comercial ou residencial da energia, que compara os custos da energia, subtraindo do preço cobrado pela rede o custo representado pela autoprodução de energia elétrica. Resultado desta subtração é o *gap* ou diferenças entre os valores, que pode ser positivo ou negativo. O *gap* negativo deve ser pelo menos zerado para que as alternativas possam ser equivalentes em termos financeiros e deve incluir o justo retorno financeiro do investimento em geração própria.

No cálculo do LCOE para sistemas geradores contratados, não pode ser ignorado o efeito da variabilidade da fonte solar, que se apresenta na

forma de intermitência na potência gerada, devido a fatores atmosféricos passageiros. Este efeito é contrário à utilização da fonte FV para suprir de maneira autônoma redes fornecedoras de energia, necessitando assim, de reservas apropriadas armazenadas e prontamente utilizáveis. No caso de variações previsíveis ao longo do dia, outras fontes de energia, despacháveis, devem ser utilizadas, permanecendo em *standby*, ou convertendo parte da potência em reativa, até que a necessidade de suprimento se apresente.

No caso de fontes intermitentes de energia, como é o caso dos sistemas eólicos e fotovoltaicos, Reichstein & Saho citam no seu trabalho (REICHELSTEIN e SAHOO, 2013) o verdadeiro custo LCOE destas fontes que para as fotovoltaicas deveria ser corrigido para menos em 10 a 15% e para as eólicas deveria ser corrigido em 5 a 10% a mais. Outro conceito, que resulta em fator de correção para menos do LCOE, é baseado na sinergia resultante das fontes descentralizadas de energia fotovoltaica, as quais podem contribuir para as demandas de energia em momentos de manutenção não programada das outras plantas geradoras. Um estudo recente conduzido na Universidade de Stanford definiu o coeficiente de covariação (CoVar) para plantas fotovoltaicas comerciais em 1,17 equivalente a uma redução de 15% no LCOE das plantas fotovoltaicas comerciais (REICHELSTEIN e SAHOO, 2013). Pelo mesmo estudo, o valor do CoVar para plantas fósseis de produção continuada é 1.

A definição original do LCOE foi apresentada em um estudo do MIT em 2007 (KATZER *et al.*, 2007), como sendo o preço unitário da energia em valores constantes (valor presente) que seria necessário para cobrir: a) todas as despesas de operação durante a vida do sistema, b) as parcelas da dívida acrescida dos interesses acumulados, relativos ao capital inicial, e c) um percentual aceitável de lucros ao investidor.

O LCOE leva em conta os três maiores custos que são representados pelo capital, a operação e manutenção, o combustível (quando existir).

O capital pode ter origem nos ativos próprios do investidor, ou pode vir em proporção variável de ativos próprios e dinheiro de terceiros, sejam eles bancos ou capital de risco de investidores privados. Dependendo da sua origem, o capital tem uma taxa de custo, geralmente anual, que serve a compensar a lucratividade que seria auferida em outra aplicação financeira concorrente (custo de oportunidade do capital próprio) ou a compensar o risco do banco ou de terceiros que emprestaram o dinheiro. O custo de oportunidade do capital próprio é

utilizado para os cálculos do retorno do investimento (WESTON e BRIGHAM, 2004).

Para ter uma ideia das variáveis utilizadas para o cálculo do custo do capital, a Tabela 6 apresentada em estudo produzido pelo Electric Power Research Institute em 2005 (EPRI, 2005) sobre incentivos para plantas a carvão, foi adaptada à realidade brasileira e aos sistemas fotovoltaicos, informando os principais componentes financeiros aplicados ao capital e a possível relação entre eles.

Tabela 6 - Fatores financeiros considerados na análise do custo do capital.

Descrição	Quantidade
Fração do capital de terceiros	60,0%
Custo do capital de terceiros (taxas de financiamento)	12,5%
Custo de oportunidade (taxa de reinvestimento)	11,5%
Imposto sobre a renda	15,0%
Inflação anual	5,0%
Tempo necessário para construção	3 a 12 meses
Tempo contábil de amortização	10 anos

Fonte: Adaptado de (EPRI, 2005)

O uso do capital de terceiros faz economicamente sentido quando o sistema fotovoltaico for utilizado para produção e gerar receitas a partir do produto vendido, sendo assim utilizado como alavanca financeira para gerar retorno ao empreendedor que está disposto a assumir riscos do negócio. Caso contrário, é importante que seja considerada a diferença entre rentabilidade de uma aplicação financeira e retorno sobre o investimento cujo valor depende de múltiplas variáveis exógenas. Assim, no caso de produção própria que vise evitar aumentos do custo da energia, a proporção de capital, coberta por empréstimos ou financiamentos, deveria ser a mínima para a necessidade de cobrir as indisponibilidades de caixa (GITMAN, 2004; WESTON e BRIGHAM, 2004).

Outra variável que afeta diretamente o CAPEX e indiretamente a LCOE é o custo de aquisição (também chamado custo Brasil) ligado ao alto valor das taxas com origem interna e das taxas ligadas à importação. Nas taxas internas estão incluídos o ICMS (imposto estadual) o IPI e o PIS/COFINS (impostos federais). As taxas para

importação incluem o câmbio com a moeda estrangeira, as taxas de importação e as várias taxas alfandegárias.

Projetos de Lei, que afetam o custo Brasil, estão sendo elaborados e aprovados no congresso brasileiro, nas várias etapas até a promulgação da Lei: um deles é o PL 8322/2014 que trata da isenção do imposto sobre a importação (II), do imposto sobre os produtos industrializados (IPI) e do imposto de PIS/COFINS. Ainda em tramitação, espera-se que o desfecho seja positivo para facilitar o desenvolvimento da tecnologia até que alternativas nacionais estejam disponíveis no país.

3.9.3 Fatores que estimularam o desenvolvimento desta tese

Esta revisão, do progresso da tecnologia disponível no mercado, colocou em evidência o amadurecimento da geração distribuída fotovoltaica e da possibilidade da sua sempre maior inserção no contexto mundial, tanto nos chamados países ricos, quanto no terceiro mundo. Os países em desenvolvimento precisam encontrar os vetores tecnológicos, com os quais mais se identifiquem, para criar autonomia de pesquisa e de capacidade produtiva, que possam amenizar a dependência de importação de partes e componentes, produzidos em um contexto industrial e de pesquisa mais avançado

Os laboratórios de pesquisa dos países desenvolvidos produzem de maneira incessante novos produtos como perovskitas (TATHAVADEKAR *et al.*, 2015), baterias (PUPOLS, 2015), novos processos (CdTe com recordes de eficiência (SOLAR, 2015)), normativas aprimoradas de instalação. As organizações de classe atuam com os seus governos para manter a competitividade dos seus segmentos industriais (batalha de *antidumping* dos EUA e da Europa). Organizações não governamentais produzem pesquisas sobre a evolução do mercado (Photon International, Rocky Mountain Institute, Instituto IDEAL), outras ligadas a órgãos do governo produzem bancos de dados e *software* de modelagem como EnergyPlus (DOE, 2014; NREL, 2015), SAM (BLAIR *et al.*, 2014), que podem ser livremente utilizados para obter mais rapidamente resultados, e outros ainda privados como o PVSyst, largamente utilizado entre projetistas de sistemas solares fotovoltaicos e também utilizado nesta tese.

O denominador comum de todas estas ações e desenvolvimentos encontra-se principalmente no suporte político dos governos dos Estados Unidos, da Europa e alguns outros países como a China, a Austrália e o Japão.

O reflexo de tudo isso é que os mercados de interesse se desenvolveram antes de tudo na Europa, e em seguida, no Japão, China,

Estados Unidos e com isso, as ferramentas de análise citadas espelham as condições climáticas, produtivas, financeiras, culturais dos países que hospedam os mercados de interesse.

O mercado é dinâmico e os constantes conflitos de mercado, para adquirir maiores fatias de clientes, mantêm as curvas de decréscimos dos preços, e o estresse para demonstrar aos acionistas a rentabilidade dos investimentos. Uma prova da inconstância na manutenção da posição no mercado é a notícia, do final de 2016, sobre a diminuição de 46% nas vendas da empresa First Solar, sobre os números do ano anterior (PHOTONINFO, 2016).

Do lado do Brasil, país continental que tem um índice de irradiação superior ao de muitas nações da Europa e que poderia ter o maior interesse em participar ativamente do desenvolvimento da tecnologia e do mercado, os projetistas de sistemas fotovoltaicos são forçados a utilizar ferramentas de desenvolvimento, que pouco se adaptam às condições climáticas, financeiras e aos interesses políticos do país. A inflação ligada aos problemas ainda não resolvidos da balança de pagamento e da evolução do PIB, a falta de mecanismos de suporte financeiro para pequenos investidores residenciais, os altos custos de importação, para mencionar alguns, representam fatores que *softwares* de desenvolvimento importados não levam em consideração. Recentemente, em outubro de 2016, algumas empresas que ganharam os leilões de energia fotovoltaica em 2014, para o fornecimento de 689 MW de potência, pediram um adiamento de dois anos na entrega dos sistemas alegando o aumento dos custos para importação, ligados à depreciação da moeda brasileira. Além disso, as regras restritivas impostas pelo banco de desenvolvimento BNDES, que iria financiar a instalação, impediu que o financiamento fosse garantido (MORAIS, 2016)

É a partir da constatação das peculiaridades do mercado brasileiro, da necessidade de desenvolvimento de análises focadas nas suas diferentes características e restrições, e do desejo de prover aos investidores residenciais métodos de avaliação das oportunidades de investimento, que surgiu a inspiração para desenvolver esta tese, criando uma metodologia que, apesar de utilizar modelos conhecidos, fosse adaptada ao contexto residencial nacional e às suas variáveis diferenciadas.

4. MÉTODOS

Diferentes métodos e procedimentos foram utilizados, ao longo deste estudo, para executar os cálculos e obter os resultados intermediários e finais almejados, assim como para definir diferentes cenários que permitam prever resultados futuros dentro de um leque de variação dos parâmetros iniciais utilizados.

4.1 Definição dos locais de instalação dos sistemas fotovoltaicos

O Brasil é um país de dimensões continentais, situado entre as latitudes 5° N e 34° S e as longitudes 74° W e 34° W. A irradiação, em média anual, varia entre a máxima de $6,7 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e a mínima de $4,2 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ nas áreas de menor insolação.

Um mapa detalhado e atualizado, construído no âmbito do projeto SWERA e validado por medições terrestres, a cargo do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, mostra a irradiação no plano inclinado correspondente à latitude do local, por um período originalmente de 10 anos (1995-2005). A resolução da imagem corresponde a *pixels* que cobrem áreas de 10 km de lado. O Atlas estava ainda, em meados de 2016, em *Beta release*, sujeito a eventuais modificações ou correções de erros. A área geográfica do território brasileiro está representada na Figura 14, com as cores que correspondem ao valor da irradiação na superfície inclinada correspondente à latitude do local (SWERA-OPENCARTO, 2016).

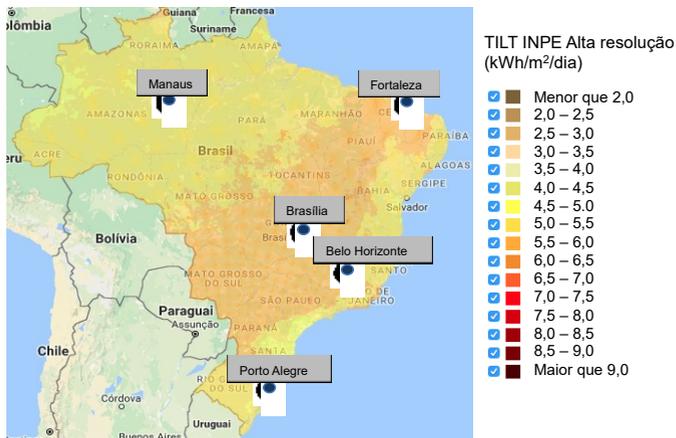


Figura 14 - Atlas solar do território brasileiro, visualizando em cores a intensidade da radiação inclinada incidente. Fonte: adaptado de (SWERA-OPENCARTO, 2016).

As cinco cidades escolhidas pelos critérios de localização, clima, importância política e irradiação são identificadas no mapa. As cidades são:

- Manaus, capital do estado do Amazonas, está localizada no noroeste, zona de florestas úmidas e próxima do Equador;
- Fortaleza, capital do estado do Ceará, está localizada no litoral atlântico e tem clima tropical semiúmido e também tem latitude próxima do equador;
- Brasília, capital do Brasil, instalada na região centro-oeste no planalto central, está localizada em área com alta irradiação e clima tropical seco, com níveis de umidade relativa frequentemente abaixo de 30%;
- Belo Horizonte, capital do estado de Minas Gerais, está localizada no limite da área de alta irradiação, a uma altura de 880 metros acima do nível do mar, numa depressão da área montanhosa centro-leste do Brasil, na bacia do rio São Francisco. O clima, moderado, está entre o tropical seco e o tropical de altitude;
- Porto Alegre, capital do Rio Grande do Sul, estado mais meridional do Brasil, está localizada nas margens do lago Guaíba. O clima é subtropical úmido influenciado pela água do lago Guaíba. A região apresenta temperaturas mais baixas podendo ocorrer geadas eventuais. A irradiação solar é menor que nas outras cidades escolhidas.

4.2 Determinação dos valores de irradiação nos locais escolhidos

Diferentes bancos de dados de irradiação solar estão disponíveis, alguns gratuitos, outros como parte de pacotes de *software* para o cálculo dos sistemas fotovoltaicos.

Considerando o interesse e o esforço da comunidade brasileira e do INPE na geração com exatidão dos dados relativos ao Brasil, entende-se que a série de dados históricos disponibilizados pelo OPENEI-SWERA (SWERA-OPENCARTO, 2016), com a participação do INPE, sejam os mais atuais e confiáveis para esta pesquisa. O modelo de transposição BRASIL-SR, utilizado pelo INPE no âmbito do projeto SWERA, procura corrigir os valores de irradiação com fatores de compensação ligados às zonas climáticas e às áreas costeiras (COLLE e PEREIRA, 1998) (MARTINS *et al.*, 2007). Além disso o INPE está constantemente atualizando os dados de irradiação com revisões do Atlas Solar do Território Brasileiro, melhorando a resolução da imagem para pixels de 3 km de lado.

Com tudo isso, para esta tese, a escolha dos dados de irradiação no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos recai naqueles obtidos através do banco de dados do OPENEI-SWERA (SWERA-OPENCARTO, 2016). O próprio banco de dados oferece as irradiações sobre um plano com inclinação igual à latitude do local escolhido.

Para as duas cidades com latitude menor, Manaus e Fortaleza, considerações sobre a autolimpeza dos módulos pela chuva, impõem a instalação com ângulo mínimo de 10° . Para obter as irradiações no plano inclinado para estas cidades, é necessário utilizar os valores de Irradiação Global Horizontal, GHI, e a partir deles fazer a transposição utilizando o algoritmo de Perez. O algoritmo de Perez é disponível no *software* RADIASOL desenvolvido pela UFRGS (KREZNINGER, 2012).

As médias mensais dos dados de irradiação GHI diária, fornecidas pelo banco de dados, são introduzidas manualmente nas tabelas iniciais do RADIASOL, assim como a inclinação desejada.

4.3 Modelagem do consumo mensal

As necessidades de energia específicas para cada sistema dependem das condições climáticas do local de instalação e do tipo de necessidades energéticas que deverão ser supridas em cada residência. O perfil de consumo mensal pode ser obtido seguindo duas modalidades diferentes:

1. Exame das faturas dos últimos doze meses para o caso em análise. O resultado obtido vale somente para o caso específico de residência real e não pode ser transferido diretamente para outra situação.
2. Modelagem de um caso hipotético descrito nas suas características salientes determinando perfis horários de utilização e de consumo. A vantagem da modelagem reside no fato que o resultado pode ser reproduzido para outras situações, alterando os parâmetros de entrada e as necessidades energéticas.

Para a modelagem do consumo das residências foi utilizado o *software* EnergyPlus desenvolvido pelo LBNL e financiado pelo Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos (DOE, 2014); este *software* tem como meta principal a determinação da eficiência energética das edificações e permite modelar as construções, definindo parâmetros de projeto, que incluem a resistência térmica das paredes, a orientação das janelas, a análise das condições climáticas do local da construção, a definição dos condicionadores de ar, a interferência da presença de moradores no balanço térmico, as cargas associadas

representadas pelo uso de equipamentos elétricos e de geração de calor, entre outros.

O resultado da execução dos algoritmos de modelagem redonda no valor de consumo de energia elétrica distribuído ao longo do ano. Com estes dados é possível calcular a potência dos sistemas fotovoltaicos, que possam suprir, como média anual, este consumo.

- O *software* EnergyPlus utiliza os arquivos climáticos EPW, das cidades brasileiras escolhidas, disponibilizados pelo Labeec da UFSC. Os seguintes dados de entrada são utilizados para a modelagem:
- Residência unifamiliar, de andar térreo, dividida em duas zonas: área de convivência de 150 m² totalmente condicionada e área de garagem de 42 m² sem condicionamento de ar;
- A área de convivência foi considerada sem paredes internas por simplicidade. Seis janelas, com vidros de 3 mm, e área total de 11,55 m², são assim localizadas: três janelas com área de 1,65 m² cada uma, na parede norte e três janelas, com 2,2 m² de área cada uma, localizadas em cada uma das outras três paredes da zona de convivência;
- As paredes externas são construídas em 3 camadas assim definidas de fora para dentro: 1) reboco de argamassa com espessura de 2,5 cm e condutividade de 1,15 W/m-K; 2) tijolo de cerâmica com 8 furos, com espessura total de 14 cm e condutividade de 0,9 W/m-K; 3) camada de gesso com espessura de 2 cm e condutividade de 0,8 W/m-K (ENERGYPLUS, 2013);
- O pavimento da área de convivência é constituído por camada de concreto com 10 cm de espessura e condutividade de 1,31 W/m-K;
- O teto da área de convivência é formado por laje mista com espessura de 12 cm e condutividade de 1,33 W/m-K e mais reboco de argamassa de 2,5 cm;
- Uma família de quatro pessoas mora na residência;
- A potência elétrica nominal, relativa a utensílios de cozinha e equipamentos lúdicos e pessoais, totaliza 1 kW, correspondente a um consumo anual de 1.223 kWh;
- A soma das luzes instaladas corresponde a uma carga de 5 W/m² totalizando 750 W, correspondentes a um consumo anual de 840 kWh;
- O condicionador de ar é do tipo PTHP e tem *set points* ajustados para manter a temperatura mínima de 18 °C à noite e a máxima de

26 °C nos meses mais quentes. A energia anual utilizada varia com as condições climáticas da cidade na qual a residência é localizada.

Como resultado da modelagem, o EnergyPlus fornece, entre outras informações, valores horários e médias mensais do consumo elétrico da casa e das temperaturas externa e interna. A visualização da residência bem como a sua exposição ao Sol está apresentada na Figura 15 produzida utilizando o *software* Sketchup 8 (GOOGLE, 2015) a partir dos dados gerados pelo *software* EnergyPlus. Os módulos fotovoltaicos são instalados no lado norte do telhado que tem área aproximada de 100 m². As sombras visualizadas na figura são relativas ao mês de maio, no meio da manhã, com o Sol vindo do lado leste.



Figura 15 - Vista da residência modelada com o software Sketchup. O lado norte do telhado suporta os módulos fotovoltaicos.

4.4 Cálculo da potência do sistema fotovoltaico

O cálculo da potência do sistema depende de uma série de variáveis, que incluem: demanda diária de energia elétrica da residência; irradiação no plano dos módulos no local de instalação; PR do sistema que define a capacidade dos módulos de gerar energia em relação às condições climáticas e às características tecnológicas dos módulos fotovoltaicos.

O cálculo da potência é também afetado pela legislação representada pelas resoluções normativas da ANEEL RN 482/2012 e RN 687/2015 e pela legislação que determina a cobrança de um valor mínimo de energia por cada residência a título de custo de disponibilidade, para que a empresa distribuidora se ressarça pela

conexão à rede elétrica. Este valor mínimo de energia é de 30 kWh mensais se a conexão for monofásica, 50 Wh mensais se for bifásica e 100 kWh mensais no caso de trifásica (ANEEL, 2014). Por causa disso, a demanda mensal da residência, simulada com o software EnergyPlus, deve ser diminuída do valor de carga mínima cobrado; no caso específico, considerando as demandas mensais modeladas e o uso de ar condicionado, é prevista a ligação trifásica e o consumo mínimo mensal de 100 kWh. A fórmula para o cálculo da potência do sistema fotovoltaico é definida na Eq. 4

$$Wp = \frac{\left(\frac{Da-Dma}{365}\right) * Irradiância\ STC}{Irradiação\ diária * PR} \quad (\text{Eq. 4})$$

Sendo:

Da = Demanda anual em kWh

Dma = demanda mínima anual (1200 kWh)

Irradiância STC = Potência da radiação luminosa nas condições STC (1000 W/m²)

Irradiação diária = Irradiação no plano dos módulos em kWh/m²/dia (em média anual)

PR = *Performance Ratio*

A demanda anual corresponde ao consumo da residência modelado com o *software* EnergyPlus a partir dos dados de carga definidos. O valor do PR é determinado com o software PVsyst que é uma ferramenta computacional que permite executar o projeto de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, com base na localidade, orientação, tecnologia escolhida e potência do sistema. A base de dados interna de irradiação, baseada no software Meteonorm, define a irradiação do local de instalação e o usuário pode interagir escolhendo modelos e potências dos módulos solares e dos inversores. Como resultado, é gerada uma ficha que informa as características do sistema instalado, o número de módulos, o tipo de inversor e o valor do PR calculado. O valor do PR é determinado pelo PVsyst a partir dos dados de irradiação internos. Neste caso, tendo escolhido o banco de irradiação da Openei-SWERA, o valor do PR é calculado a partir do produto de todas as perdas informadas na ficha de relatório que é fornecida, pelo PVsyst, por cada sistema. O *software* PVsyst é gerido por uma empresa Suíça e é vendido com preços diferenciados para uso educativo e/ou comercial.

Os componentes fotovoltaicos são escolhidos a partir de duas tecnologias diferentes, respectivamente silício cristalino c-Si e telureto de cádmio em filme fino CdTe. Os módulos de silício cristalino têm potência de pico de 295 W e são fabricados pela empresa Yingli; os módulos de telureto de cádmio têm potência de pico de 100 W e são fabricados pela empresa First Solar.

4.5 Cálculo do investimento de capital - CAPEX

O cálculo dos custos dos sistemas é feito a partir de dados de preços de venda, no mercado *spot* europeu, de módulos e inversores, conforme publicado nas revistas mensais Photon International (PHOTONINTERNATIONAL, 2015; 2016a) e de informações recebidas de empresas brasileiras, conforme Figura 9 (pag. 49).

Os componentes importados estão sujeitos a várias taxas de importação, alfandegárias, estaduais e federais que incidem no preço final. Os valores das taxas são disponíveis por código NCM, no endereço <http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/BuscaNCM.jsp>

As taxas podem ser consideradas em dois grupos: o primeiro diz respeito à importação dos componentes, cobrindo desde o país de origem até após a alfândega do Brasil; a segunda trata dos tributos que o importador/instalador deve pagar para poder vender o sistema ao usuário final.

O primeiro grupo está listado na Tabela 7 que mostra a composição das taxas de importação, algumas proporcionais ao valor da mercadoria, outras com valor fixo. Dois diferentes itens importados são considerados na composição do sistema: módulos e inversor. Neste trabalho considera-se que módulos e inversores sejam importados, pelo fato de não existirem ainda produtores nacionais com o nível de qualidade internacional, enquanto que estruturas, cabos, serviços de instalação e projetos já podem contar com fornecimento local. Os valores mostrados na Tabela 7 consideram a hipótese de um sistema que tenha uma potência de 5 kWp, valor aproximado da maioria dos sistemas desenvolvidos para as cinco cidades, para melhor diluir as taxas alfandegárias com valor fixo. O câmbio foi definido em R\$ 3,8 por cada Euro, valor válido no final de junho de 2016. Na metade de novembro de 2016 este valor desceu para R\$ 3,65 por Euro. O valor foi mantido em 3,80 por causa da instabilidade da moeda brasileira. Durante o ano de 2016 até novembro, o valor mudou entre R\$ 4,5 e R\$ 3,5 por Euro com viés de baixa. Nas análises de cenário, o valor do investimento está sendo alterado para mais e para menos em degraus de 10% e 20%, englobando assim as possíveis futuras flutuações da moeda.

Tabela 7 - Demonstrativo dos impostos e taxas que carregam módulos e inversores importados, para um sistema de 5 kWp. Os valores são em R\$ se não indicado diferentemente.

	Módulo		Inversor	
	%	Código /Valor	%	Código /Valor
NCM		85414032		85044030
Custo €/W		€ 0,537		€ 0,158
FOB		10.203		3.002
Frete (sobre FOB)	5%	510	5%	150
Seguro (sobre FOB)	0,50%	51	0,50%	15
A Valor Aduaneiro		10.764		3.167
B (II) sobre A	12%	1.292	14%	443
C (IPI) sobre A+B	0%	0	15%	542
PIS sobre A+B+C	2,1%	253	2,1%	87
COFINS sobre A+B+C	10,65%	1.284	10,65%	442
SISCOMEX (por DI)		185		185
AFRMM (% do transp.)	25%	128	25%	38
Armazenagem (sobre A)	1%	108	1%	32
Capatazia		10		10
Despachante (sobre A)	1%	108	1%	32
Base ICMS		14.131		4.977
Valor Final com ICMS	0%	14.131	17%	5.997
Valor do ICMS		0		1.019
Total Tributos		3.367		2.830
% Total tributos sobre A		31,3%		89,3%

A última linha da Tabela 7 indica o valor percentual que deve ser aplicado sobre o valor FOB da mercadoria para que possa ser entregue ao usuário final. A grande diferença entre os percentuais é devida ao fato de existirem diferentes taxas de impostos de importação (II), de imposto sobre produtos industrializados (IPI) e de imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), aplicados aos dois diferentes produtos.

O segundo grupo de tributos está relacionado às transações econômicas no Brasil, valendo tanto para as mercadorias nacionais quanto para as importadas. Para os produtos nacionais, estruturas de suporte e cabos solares, as taxas aplicadas são: IPI 5%; PIS 2,10%; COFINS 9,65%; ICMS 17%.

A Tabela 8 mostra a composição dos acréscimos que irão carregar o preço final dos componentes importados dos sistemas e o total dos acréscimos, incluindo os tributos internos brasileiros sobre todos os componentes. As primeiras duas linhas informam os tributos sobre os serviços. Na última coluna é indicado o percentual de lucro que o instalador/vendedor espera ter sobre o preço de venda; além disso são informados os valores percentuais de imposto de renda (IRPJ) e de contribuição sobre o lucro líquido (CSLL) que devem ser calculados sobre o lucro auferido. A coluna “Impostos + importação” resume os tributos descritos na Tabela 7, incluindo IPI, PIS, COFINS e ICMS sobre os produtos nacionais. A coluna ISSQN informa as taxas sobre serviços de qualquer natureza e incide somente sobre serviços. As colunas IRPJ e CSLL informam as taxas relativas, calculadas sobre o lucro, a serem aplicadas sobre os valores das mercadorias e serviços.

Tabela 8 - Tributos na venda de mercadorias, importadas ou locais.

MERCADO RIA/SERVIÇO	NCM	Impostos + importação	ISSQN	IRPJ	CSLL	TOT.		
Projeto de Engenharia	-----	0,0%	2%	1,5%	0,9%	4,4%	Lucro	10%
Serviços	-----	0,0%	5%	1,5%	0,9%	7,4%	IRPJ	15%
Módulos fotovoltaicos	85414032	31,3%	0%	1,5%	0,9%	33,7%	CSLL	9%
Inversores	85044030	89,3%	0%	1,5%	0,9%	91,7%		
Estruturas de suporte	73089090	41,4%	0%	1,5%	0,9%	43,8%		
Cabos solares	85446000	41,4%	0%	1,5%	0,9%	43,8%		

O valor do frete interno ao país é normalmente pago pelo cliente e não é inserido no preço de venda, para não ser onerado em duplicidade pelas taxas de ICMS, IRPJ e CSLL.

Para se ter uma ordem de grandeza do custo do frete, a Tabela 9 informa os valores para transportar de Florianópolis até as diferentes cidades, sistemas com potência de pico de 3 kW⁵.

Os valores são indicados na segunda linha da tabela, e são válidos pela potência indicada de 3 kWp, pois o frete é fracionado (transporte compartilhado) e calculado em função da distância e peso encubado (quantidade de equipamentos x dimensões).

Considerando a aparente incoerência, no primeiro orçamento, entre valores de transporte e a distância percorrida, resolveu-se procurar, e utilizar neste trabalho, um segundo orçamento, com frete aéreo, fornecido pela Azul-Cargo, informando os valores na terceira linha da Tabela 9. Por coerência a origem da mercadoria é Florianópolis.

Tabela 9 - Valores de frete para sistemas de 3 kWp transportados de Florianópolis até as cinco cidades. Dois orçamentos diferentes. Valores em R\$ de janeiro 2017.

	Belo Horizonte	Brasília	Fortaleza	Manaus	Porto Alegre
Distância em km	1.280	1.680	3.760	4.350	460
Transporte R\$	831	766	2.518	4.813	845
Azul-Cargo R\$	1.055	1.546	3.089	3.932	869

Os valores que são utilizados para definir o Capital Inicial (CAPEX), gasto para obter o sistema fotovoltaico instalado, são informados na Tabela 10 que mostra os valores unitários, incluindo os tributos, por kWp faturado.

O frete não está inserido nesta tabela, pois os valores variam com a distância a ser percorrida até a cidade de destino.

⁵ Informações obtidas diretamente com uma empresa fornecedora de geração solar distribuída, sem informar o tipo de transporte. Nestes orçamentos a saída da mercadoria é de Florianópolis

Tabela 10 - Custos de cada componentes, por kWp, do sistema fotovoltaico sem e com tributos. O frete não está incluído.

	R\$/kWp sem tributos	Tributos totais	R\$/kWp com tributos
Módulos	2.128	33,0%	3.144
Inversor	623	88,8%	1.307
Estruturas	550	43,8%	879
Cabos solares	390	43,8%	623
Instalação	500	7,4%	597
Permissão conexão rede	300	7,4%	358
Projeto valor variável com a potência	400	4,4%	464
Projeto valor fixo	1.000	4,4%	1.160

4.6 Cálculo do LCOE

O cálculo do LCOE é descrito numa fórmula bastante simples, adaptada de (DOE, 2016), conforme reproduzido na Eq. 5, que trata de sistemas residenciais, nos quais as implicações de imposto de renda e depreciação de ativos não são considerados.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_1^N \frac{PF}{(1+Tda)^n} + \sum_1^N \frac{Ca}{(1+Tda)^n} - \frac{Vr}{(1+Tda)^N}}{\sum_1^N \frac{Pot.nom.DC * Irradiação\ anual}{Irradiância\ STC} * PR * (1-Degrad)^n} \quad (Eq. 5)$$

Sendo:

$CAPEX$ = Capital inicial investido

PF = Parcela de financiamento anuais (se existir financiamento bancário)

Ca = Custos anuais (manutenção, seguro, reposição)

Vr = Valor residual no final da vida útil (considerado zero neste estudo)

Tda = Taxa de desconto anual (correspondente à inflação de 6%)

N = Tempo de vida útil do sistema em anos (definido em 25 anos neste estudo)

$Pot. nom. DC$ = Potência nominal do sistema, nas condições STC^{6,7}

⁶ STC = *Standard Test Conditions* (Condições Padronizadas de Teste) corresponde às condições de teste, em laboratório, das características elétricas dos módulos: irradiação AM 1,5 e temperatura de 25 °C.

PR = Performance Ratio

$Degrad$ = fator anual de perda de eficiência dos módulos solares (considerado 0,5%)

Uma forma mais completa da fórmula, aplicável às residências nas quais são desenvolvidas atividades comerciais, por empresas que devem completar o balanço patrimonial a cada ano e pagar os impostos sobre os lucros, leva em conta fatores adicionais tais como: depreciação anual do sistema, juros sobre financiamento, efeito dos custos anuais do sistema sobre o cálculo do imposto de renda. A Eq. 6 mostra a formatação do cálculo do LCOE mais abrangente.

$$LCOE = \frac{CAPEX - \sum_1^N \frac{DEP}{(1+Tda)^n} * IR + \sum_1^N \frac{PF}{(1+Tda)^n} - \sum_1^N \frac{Jur}{(1+Tda)^n} * IR + \sum_1^N \frac{Ca}{(1+Tda)^n} * (1-IR) - \frac{Vr}{(1+Tda)^n}}{\sum_1^N Pot.nom.DC * \frac{Irradiação\ anual}{Irradiância\ STC} * PR * (1-Degrad)^n}$$

(Eq. 6)

Sendo (em adição às definições da Eq. 5):

DEP = Depreciação em 10 anos do custo do sistema a ser contabilizada para o imposto de renda

IR = Taxa de imposto de renda da empresa

PF = Pagamento anual do financiamento com os juros já embutidos

Jur = Juros sobre a parcela do financiamento (o valor dos juros é descontado do imposto de renda)

Algumas considerações sobre as duas fórmulas devem ser feitas para melhor explicar a composição dos itens no numerador:

- A depreciação (DEP) que aparece na Eq. 6 é normalmente calculada em 10 anos e o seu valor anual pode ser utilizado para abater o imposto de renda a ser pago. O valor é multiplicado pelo percentual de imposto de renda, pois a empresa se beneficia do desconto no cálculo do imposto de renda e este desconto diminui o valor do capital investido (sinal negativo). Caso a depreciação seja acelerada, em prazo menor que 10 anos, o fluxo de caixa varia de acordo.
- O valor calculado do imposto de renda sobre os juros embutidos nas parcelas do empréstimo, citado na Eq. 6, é descontado do capital

⁷ AM 1,5 = energia de irradiação do Sol filtrada por 1,5 espessuras de camada atmosférica atingindo uma superfície com inclinação de 37° com respeito ao horizonte, na latitude 48,2°. (ASTM, 2012)

investido (sinal negativo) seguindo o mesmo raciocínio utilizado para a depreciação.

- Os custos anuais de seguro e manutenção do sistema (Ca) contribuem para a redução do imposto de renda da empresa, portanto a parcela que é contabilizada no LCOE da Eq. 6 é a parte que não é paga como imposto de renda. Esta parcela não vale para o consumidor residencial que não pode descontar os investimentos e nem os custos associados à produção de energia.
- O empréstimo, citado em ambas as equações 5 e 6, é normalmente dividido em uma quantidade contratada de parcelas iguais que já embutem os juros do financiamento. Este número de parcelas para devolução do empréstimo, e o eventual período de carência, são considerados no fluxo de caixa e distribuídos ao longo dos anos. Considerando o curto tempo de instalação de um sistema residencial, o período de carência definido neste trabalho é zero.

4.7 Aprofundamento sobre os elementos financeiros que afetam o LCOE

O CAPEX corresponde ao valor financeiro que cada usuário residencial deverá prover para adquirir o sistema fotovoltaico. Este valor pode ser desembolsado por completo pelo investidor, ou pode ser dividido em duas parcelas: a primeira a cargo do investidor residencial e a segunda financiada por um banco de investimento. Neste segundo caso o valor financiado deve ser restituído ao banco junto com juros anuais definidos em contrato. O valor da parcela fixa anual é calculado com a função PGTO da planilha eletrônica Excel alimentada com três valores: o juro contratual, o número de anos para o pagamento da dívida e o valor inicial financiado. O resultado é o valor constante da anualidade a ser devolvida durante os anos definidos para o pagamento. Considerando que estas anualidades perduram durante certo tempo, o seu valor deve ser descontado ano a ano com a taxa de inflação, para determinar o total do CAPEX no momento inicial do investimento. Caso a taxa de juros do financiamento seja maior que a taxa de inflação o capital total resulta maior do que aquele investido sem financiamento, levando, portanto a um maior LCOE.

Outro elemento financeiro que poderia ser levado em consideração é o ICMS sobre a energia entregue à rede; este pagamento, porém, não está sendo considerado, pois já foi objeto de amplas negociações a nível de secretarias fazendárias e já foi extinto, ou em via de extinção em todos os estados.

Os custos correntes anuais (Ca) são compostos pela manutenção anual, o seguro e a substituição de peças devido ao envelhecimento. Normalmente a soma de manutenção e seguro corresponde a um percentual fixo do capital inicial, definido em 1%, reajustado anualmente com a taxa de inflação. A reposição de peças refere-se às partes eletrônicas, que normalmente têm tempo de vida estimado em 10 anos; neste projeto considera-se que os inversores terão este tipo de reposição e a cadência do pagamento é definida em 10 anos com valor de 30% do custo de aquisição do inversor (estimativa pessoal), valor este reajustado com a taxa de inflação. Cada um destes valores é inflacionado até o momento do pagamento, de maneira que quando descontado ao tempo inicial com a taxa de inflação corresponda exatamente a 30% do valor inicial do inversor. Considerando que a cadência de reposição de partes do inversor é de 10 anos, existirão duas reposições durante a vida útil de 25 anos, e o segundo conjunto de peças seria utilizado somente durante cinco anos, resultando em perda de valor; existe, porém, a probabilidade de ter que antecipar uma ou outra troca para efetuar uma manutenção corretiva.

O valor residual do sistema no final da vida útil, considerada em 25 anos, corresponde ao eventual preço de venda de um sistema usado, no final da sua vida. Caso o sistema seja vendido no vigésimo quinto ano, o seu valor deve ser descontado ao tempo inicial, para que possa contribuir para a diminuição do valor do LCOE. Neste projeto entende-se que o valor residual seja nulo, considerando que no ritmo atual de evolução tecnológica, do decréscimo de preços e da degradação produtiva, após 25 anos da instalação, o mercado de segunda mão não terá atratividade para novos investidores.

4.8 Modelagem do retorno do investimento - ROI

Para calcular o retorno do investimento em energia fotovoltaica utilizam-se os seguintes dados:

- O capital inicial;
- O custo de oportunidade do capital;
- A taxa de desconto, correspondente à inflação;
- O fluxo de caixa de todos os custos associados à geração da energia, tanto fixos como variáveis, descontados ao valor presente;
- A atual fatura mensal do sistema conectado à rede e que se deseja reduzir;

- A nova fatura mensal que permanecerá, mesmo com o sistema fotovoltaico instalado, remunerando a conexão à rede (custo de disponibilidade);
- O valor residual do sistema no final da vida útil (considerado nulo pelas observações no capítulo anterior) e
- A quantidade de energia gerada durante o tempo de 25 anos de vida do sistema, descontada pela depreciação anual dos módulos instalados.

O custo de oportunidade do capital (também conhecido como taxa mínima de atratividade) corresponde à expectativa de lucro que seria auferido caso este capital fosse aplicado em um negócio alternativo.

O retorno do investimento (ROI) é calculado utilizando a função MTIR do Excel, Taxa Interna de Retorno Modificada, que permite calcular o valor presente do fluxo de entradas e saídas de caixa anuais, ao longo do período de tempo em exame, considerando o custo do capital investido, geralmente superior ao valor da SELIC⁸, e a taxa de retorno das aplicações financeiras dos saldos positivos de caixa, geralmente inferior ao valor da SELIC (WESTON e BRIGHAM, 2004).

O fluxo de entradas e saídas de caixa, anuais, é distribuído nos 25 anos considerados de vida útil do sistema. Os elementos que compõem o fluxo de caixa são positivos e negativos: negativos todos aqueles que forem considerados como saídas de caixa; positivos todas as entradas de caixa. Os itens considerados são:

- Fatura anual da energia elétrica sem o sistema fotovoltaico. Este valor é positivo, pois representa despesas evitadas. Os valores anuais são incrementados pelo indexador de reajuste das tarifas elétricas;
- Fatura alternativa da energia elétrica que cobra o valor mínimo de 100 kWh mensais a serem pagos à distribuidora, mais os eventuais gastos acima da produção do sistema fotovoltaico. Estes valores são negativos e são também reajustados pelo indexador de reajuste da tarifa elétrica;
- Valores de manutenção e seguro correspondentes a 1% do capital investido, descontados pela taxa de inflação. Estes valores são negativos;

⁸ SELIC = Sistema Especial de Liquidação e Custódia é um índice utilizado pelos bancos brasileiros para definir juros cobrados.

- Valores das peças de reposição para o inversor a serem pagas no ano 10 e no ano 20. Os valores pagos são reajustados pela taxa de inflação anual. Estes valores são negativos;
- Juros das aplicações financeiras dos saldos positivos do fluxo de caixa reajustados em 97% do valor da CDI (SELIC). O valor da taxa SELIC é estimado em 12% ao ano. O percentual de 97% é o valor máximo oferecido pelos bancos para garantir a sua própria remuneração. Estes valores são sempre positivos, pois quando o saldo de um ano for negativo o juro é aplicado somente sobre o valor acumulado dos juros auferidos. Sobre o valor anual do juro é aplicado um desconto a título de imposto de renda, arredondado a 15%;
- No caso de existir financiamento, o fluxo de caixa leva em conta as parcelas anuais pagas para amortizar o valor financiado, no prazo estabelecido em contrato. As parcelas anuais têm valor constante, pois a taxa de inflação e a taxa de remuneração já foram consideradas no momento de definir o número de parcelas.

O retorno do investimento varia com o tipo de usuário/investidor, sendo afetado pelos resultados projetados dos fluxos financeiros e pela credibilidade que o investidor tem com os bancos, assim como pela situação econômica do país, que afeta as taxas de juros sobre os empréstimos e a taxa de inflação.

4.9 Cálculo da projeção de aumento da tarifa de energia elétrica

As projeções são normalmente calculadas a partir do histórico passado e nada garante que os eventos passados se repitam no futuro. Prova disso são as reduções nas tabelas tarifárias efetuadas em 2013 e em 2014, fundamentadas em razões políticas, que foram sucessivamente compensadas pelos aumentos tarifários do final do ano 2015. Já em 2016 as tarifas médias no Brasil foram aumentadas em 6% com respeito aos valores de 2015, conforme visualizado na Tabela 11.

Tabela 11 - Evolução das tarifas médias brasileiras para a classe residencial, sem impostos, desde 2003 até 2016. Valores em R\$/MWh.

Ano	Classe Residencial	Variação interanual
2016	450,00	6,0%
2015	424,49	39,0%
2014	305,32	7,0%
2013	285,24	-14,5%
2012	333,44	5,6%
2011	315,64	5,0%
2010	300,56	2,5%
2009	293,33	4,0%
2008	282,01	-5,3%
2007	297,83	-0,7%
2006	299,88	1,9%
2005	294,30	7,1%
2004	274,71	13,5%
2003	241,98	

Fonte: (ANEEL, 2015e; 2016a)

Os dados históricos reproduzidos na Tabela 11 são obtidos a partir das informações fornecidas pela ANEEL no site: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>.

A coluna Variação interanual evidencia as alterações, quase constantemente positivas, que as tarifas sofreram de um ano para outro, ao longo do período de análise.

A Figura 16 fornece uma melhor visualização da evolução das tarifas.

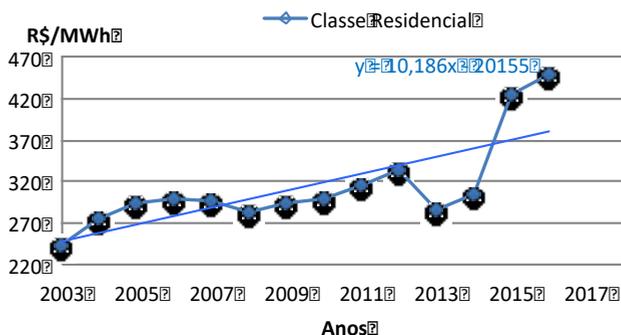


Figura 16 - Evolução dos dados históricos das tarifas médias residenciais no Brasil entre 2003 e 2016. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015e; 2016a)

Os valores dos anos 2013 e 2014 que aparecem na Figura 16 podem ser considerados anômalos por não seguirem a tendência natural. A Figura 17 mostra graficamente a evolução dos valores médios residenciais das tarifas no Brasil, excluindo os valores anômalos, juntamente com a curva de tendência linear.

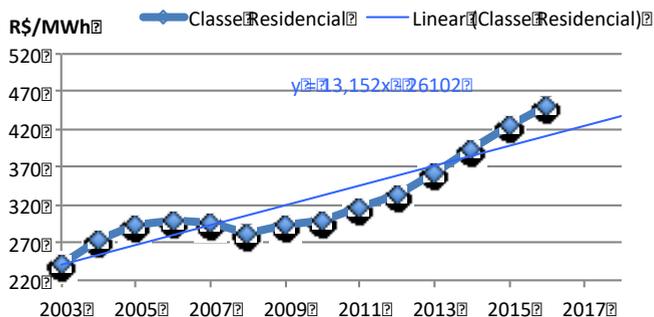


Figura 17 - Gráfico evolutivo ajustado e curva de tendência das tarifas residenciais entre 2003 e 2016. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015e; 2016a)

No gráfico da Figura 17, os valores relativos aos anos 2013 e 2014 foram substituídos por interpolação linear, para manter uma continuidade na série, a fim de calcular projeções futuras.

As taxas de aumento das tarifas elétricas estão descritas na Tabela 12, calculados a partir das curvas de tendência lineares, conforme Figura 16 e Figura 17 nas duas situações: 1) todos os valores, conforme a Tabela 11 e 2) curva ajustada pela substituição dos valores anômalos com interpolações lineares, entre os anos 2012 e 2015.

Tabela 12 - Taxas anuais de incremento da energia elétrica, para o setor residencial, definidas a partir das curvas de tendência linear.

	Todos os valores	Curva ajustada
Residencial	3,35%	4,20%

Outra maneira de calcular a taxa de crescimento médio anual acumulado dos valores da tarifa é aplicando a fórmula do CAGR que determina o crescimento acumulado em um período definido, calculado pela Eq. 7

$$CAGR = ((Valor\ final/Valor\ inicial)^{\frac{1}{ano\ final-ano\ inicial}}) - 1 \quad (Eq. 7)$$

O valor da taxa anual acumulada de crescimento CAGR da tarifa anuais entre 2003 e 2016, conforme visualizado na Tabela 11 é positivo, valendo 4,89 %. Considerando o valor de 3,35% calculado usando todos os valores da Tabela 11, o valor de 6% utilizado pela ANEEL entre 2015 e 2016 e o valor da taxa anual acumulada CAGR de 4,89%, entende-se que o valor de 4,20%, obtido pela curva ajustada das taxas anuais da tarifa residencial, seja um valor intermediário razoável para projetar a taxa futura de aumento da energia nos próximos anos, sendo portanto adotado nesta pesquisa.

Mesmo assim, levando em consideração o fato que as tarifas podem ser um elemento de barganha política para resolver problemas de déficits no balanço fiscal do país, ou pressões para compensar elevações de custos, esta pesquisa propõe cenários de variação de custos da energia elétrica, nos quais os valores iniciais das tarifas são alterados em degraus de 10%, dois degraus para menos e dois para mais, sobre aqueles definidos para o ano de 2016, mantendo fixa em 4,20% a taxa de aumento da energia.

4.10 Construção de cenários de alteração do capital inicial

Levando em conta que o LCOE e a MTIR dependem do capital investido, e considerando que eventuais alterações no regime cambial podem afetar o custo dos produtos importados, com alterações imediatas no capital, outros cenários são construídos, adotando variações negativas e positivas do capital inicial, com percentuais de alteração de -20%, -10%, +10% e +20%.

Estes quatro cenários avaliam os efeitos nos três indicadores financeiros LCOE, MTIR e *Payback* e são aplicados somente às duas cidades que revelam os melhores e piores resultados: Belo Horizonte e Manaus, para enfatizar a divergência dos resultados.

4.11 Determinação dos efeitos do financiamento e suas variações

O financiamento é definido nas seguintes condições de cenário base:

- Parcela financiada igual a 50% do capital investido;
- Prazo de amortização do empréstimo 10 anos, e
- Juros anuais sobre o empréstimo 8%.

Outros cenários são propostos visando determinar o efeito sobre os indicadores financeiros LCOE, MTIR e *Payback*, introduzindo as seguintes alterações:

- Variação de 20%, para menos e para mais, sobre a parcela do capital financiado (financiamento de 30% e 70% do capital);
- Variação de 4 anos, para menos e para mais, do prazo de amortização (prazos de 6 e 14 anos);
- Variação de 3%, para menos e para mais, nos juros aplicados (juros resultantes de 5% e 11% ao ano).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Obtenção dos dados de irradiação diária média mensal

Coerentemente com o método descrito no capítulo 4.2, o banco de dados escolhido, de irradiação no plano inclinado, foi o OPENEI-SWERA, que fornece os dados interativamente, visualizando o mapa do Brasil e permitindo a escolha da cidade diretamente no mapa.

A inclinação do plano dos módulos é determinada automaticamente pela latitude do local escolhido. Nas duas cidades de Manaus e Fortaleza, que têm latitude respectivamente 3 e 4 graus negativos, os valores de irradiação foram corrigidos para 10 graus negativos pelo *software* RADIASOL, aplicando o algoritmo de Perez a partir do valor de irradiação global horizontal, fornecido pelo OPENEI-SWERA. A Tabela 13 mostra os valores de irradiação resultantes.

Tabela 13 - Valores de irradiação no plano inclinado extraídos do banco de dados OPENEI-SWERA. Para as cidades de Fortaleza e Manaus são informados também os valores de irradiação corrigidos para uma inclinação de 10°.

	Belo Horizonte	Brasília	Porto Alegre	Fortaleza		Manaus	
Mês/tilt	-19,9°	-15,8°	-30°	-3,7°	-10°	-3,1°	-10°
jan	5,99	5,59	5,58	5,60	5,52	4,48	4,47
fev	6,06	5,43	5,70	5,41	5,36	4,51	4,50
mar	5,91	5,75	5,63	5,58	5,57	4,83	4,85
abr	6,10	6,17	5,34	5,46	5,49	5,00	5,04
mai	5,48	5,56	4,46	5,47	5,56	4,89	4,97
jun	4,81	4,51	4,31	4,76	4,82	4,39	4,46
jul	5,45	5,90	3,88	5,03	5,10	5,04	5,14
ago	6,18	6,70	4,77	5,92	6,01	5,53	5,62
set	5,46	6,75	5,23	5,73	5,75	5,69	5,72
out	6,64	6,60	4,97	5,76	5,73	5,13	5,12
nov	6,64	6,60	4,97	5,76	5,06	5,13	5,50
dez	5,57	4,83	5,98	5,07	5,02	4,61	4,59
Média	5,86	5,87	5,06	5,46	5,42	4,94	5,00

Uma melhor visualização das variações mensais da irradiação no plano inclinado em cada cidade pode ser obtida a partir da Figura 18, que mostra somente as cidades com latitude abaixo de -15° . Como pode-se notar, a irradiação no plano inclinado G tilt suaviza a excursão dos valores de irradiação global horizontal GHI.

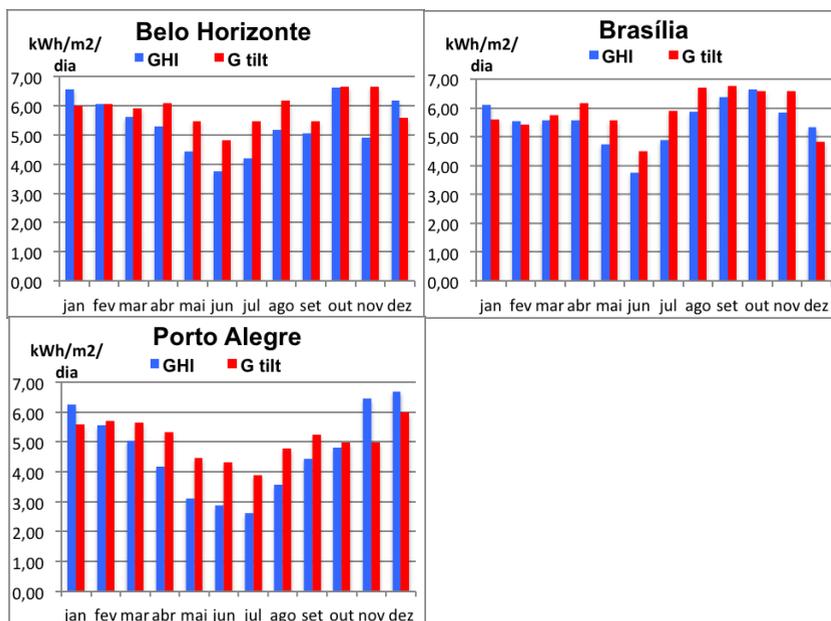


Figura 18 - Visualização das irradiações no plano horizontal GHI e no plano inclinado com ângulo igual à latitude, para as cidades de Belo Horizonte, Brasília e Porto Alegre.

Já para as duas cidades com latitude perto do equador, Fortaleza e Manaus, a Figura 19 mostra a comparação dos valores de GHI, G tilt com ângulo igual à latitude e com ângulo de 10° . As diferenças nas irradiações inclinadas são mínimas, justificando a imposição de ângulo igual a 10° para facilitar a autolimpeza da superfície dos módulos fotovoltaicos.

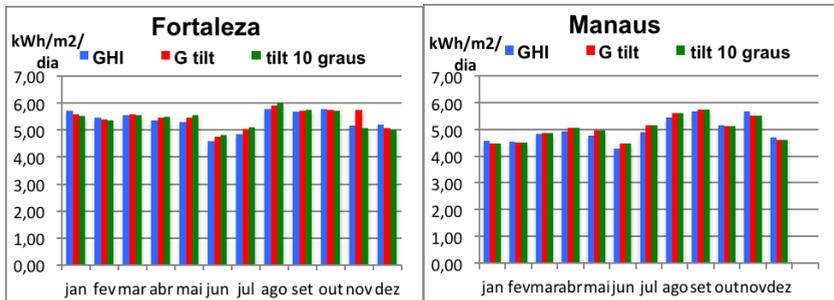


Figura 19 - Visualização comparativa das irradiações Global Horizontal, inclinada no ângulo da latitude e inclinada com ângulo de 10 graus para as cidades de Fortaleza e Manaus. O pico mais alto, do mês de novembro, no gráfico de Fortaleza, espelha o valor fornecido pelo banco de dados.

As diferenças numéricas entre os valores mensais medidos para GHI, G_{tilt} com ângulo de 10° e com ângulo igual à latitude das localidades de Fortaleza e Manaus estão resumidos na Tabela 14, que repete parte da Tabela 13, para comparação.

Para os cálculos do tamanho dos sistemas fotovoltaicos, os valores de irradiação utilizados foram aqueles indicados como “média anual” na última linha da Tabela 13, utilizando os valores com tilt de 10° para as cidades de Fortaleza e Manaus.

	Fortaleza: latitude -3,72			Manaus: latitude -3,11		
	GHI	<i>Gtilt</i>		GHI	<i>Gtilt</i>	
		<i>tilt</i> 3,72°	<i>tilt</i> 10°		<i>tilt</i> 3,11°	<i>tilt</i> 10°
jan	5,73	5,60	5,52	4,56	4,48	4,47
fev	5,45	5,41	5,36	4,53	4,51	4,50
mar	5,56	5,58	5,57	4,83	4,83	4,85
abr	5,36	5,46	5,49	4,94	5,00	5,04
mai	5,30	5,47	5,56	4,78	4,89	4,97
jun	4,59	4,76	4,82	4,27	4,39	4,46
jul	4,85	5,03	5,10	4,90	5,04	5,14
ago	5,78	5,92	6,01	5,43	5,53	5,62
set	5,68	5,73	5,75	5,66	5,69	5,72
out	5,79	5,76	5,73	5,16	5,13	5,12
nov	5,18	5,76	5,06	5,68	5,13	5,50
dez	5,19	5,07	5,02	4,71	4,61	4,59
Média	5,37	5,46	5,42	4,95	4,94	5,00

Tabela 14 - Comparação dos valores de irradiação inclinada, considerando o ângulo da latitude e o ângulo mínimo de 10°, para as cidades de Fortaleza e Manaus

5.2 Perfil do consumo elétrico

Para manter equivalentes as condições de carga elétrica, as residências de cada cidade são construtivamente idênticas, assim como as cargas elétricas, o número de pessoas e as condições de conforto térmico. A única diferença é representada pela variação do clima, durante o ano, que está ligada à latitude e longitude e aos regimes climáticos próprios de cada localidade.

O *software* EnergyPlus foi utilizado pra modelar cada residência e determinar os consumos de energia elétrica ao longo do ano. Os dados de entrada estão resumidos no item 4.3 dos Métodos. Os resultados das simulações estão mostrados, na forma de gráficos, na Figura 20, que informa, comparativamente, os consumos mensais acumuladas para as residências das cinco cidades, destacando os valores ligados ao ar condicionado, para o aquecimento e a refrigeração. Outros consumos de

energia, como para o aquecimento de água que é feito com gás, não são considerados no perfil de consumo elétrico.

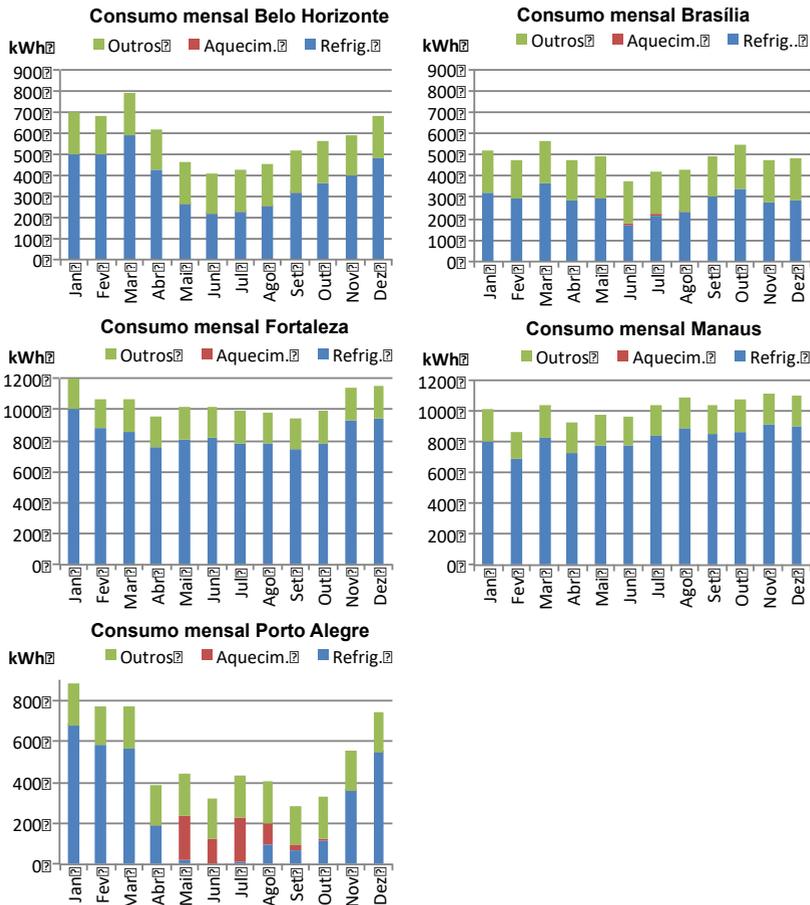


Figura 20 - Visualização comparativa dos valores dos consumos mensais das cinco cidades fornecidos pelo EnergyPlus.

As cidades de Fortaleza e Manaus apresentam perfis de demanda de energia elétrica maiores do que aqueles das outras três cidades, coerentemente com as temperaturas médias mensais que são constantemente mais altas, conforme visualizado na Figura 21, que apresenta as irradiações mensais acumuladas e as temperaturas médias mensais das cinco localidades.

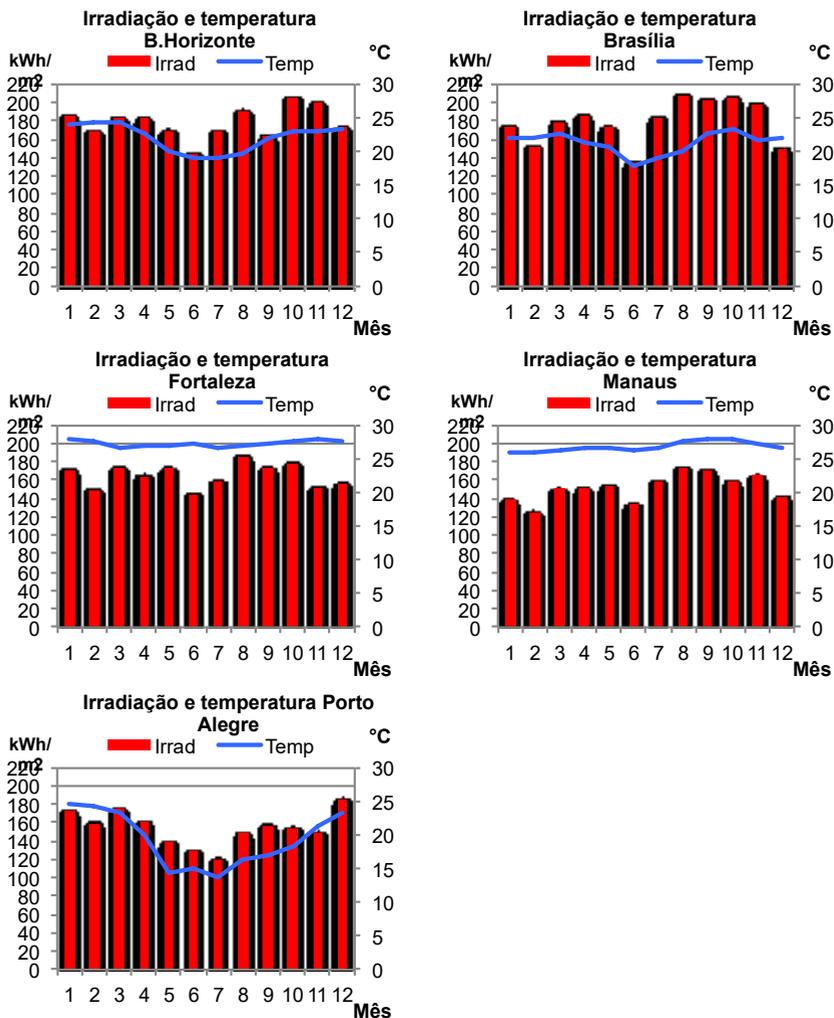


Figura 21 - Evolução mensal das irradiações solares e da temperatura média nas cinco cidades

Os valores numéricos dos consumos mensais de energia elétrica, modelados para as residências de cada cidade, estão resumidos na Tabela 15. Existe uma disparidade muito grande entre os consumos

residenciais nas cinco cidades, justificados pelas diferentes evoluções sazonais das condições climáticas e das diferentes latitudes.

Tabela 15 - Resumo dos consumos mensais de energia elétrica nas residências de cada cidade, conforme simulações com o EnergyPlus

Valores em kWh						
	Belo Horizonte	Brasília	Porto Alegre	Fortaleza	Manaus	
jan	701	524	882	1.216	1.011	
fev	681	477	768	1.074	870	
mar	794	566	768	1.067	1.035	
abr	624	478	384	961	924	
mai	468	492	439	1.018	976	
jun	413	373	317	1.021	968	
jul	425	421	431	988	1.041	
ago	454	431	403	986	1.092	
set	516	497	288	950	1.043	
out	566	542	329	995	1.073	
nov	593	473	550	1.138	1.109	
dez	685	484	746	1.152	1.105	
Total	6.922	5.759	6.306	12.567	12.246	

5.3 Dimensionamento do tamanho dos sistemas fotovoltaicos

Os valores anuais de consumo de energia elétrica, informados na Tabela 15, são utilizados como dados de entrada para as planilhas de modelagem utilizadas para o cálculo dos sistemas fotovoltaicos.

A modelagem foi efetuada em duas etapas: na primeira etapa o *software* PVsyst, alimentado com o valor da potência de cada sistema, calculado pela eq. 4 (pág. 77), e com os dados relativos aos módulos solares escolhidos para este estudo, foi utilizado para escolher o inversor e simular o sistema. A simulação gerou, entre outras, as informações detalhadas sobre todas as perdas na geração de energia. A partir das informações das perdas, foi possível obter, indiretamente, o fator de desempenho PR.

O valor do PR fornecido diretamente pelo *software* PVsyst depende dos valores de irradiação fornecidos pelo banco interno de dados de irradiação, cujos valores diferem dos dados do banco de dados SWERA escolhido. Sendo assim, o valor do PR foi calculado, indiretamente, como produto dos valores individuais das perdas,

visualizadas na Tabela 16, que mostra os percentuais de perda de cada item do sistema. Algumas perdas são fixas e dependem da tecnologia utilizada, outras dependem da qualidade do projeto, como as perdas ôhmicas, eficiência e limitações do inversor, outras dependem de fatores ambientais, como temperatura, irradiação inclinada, e outras são forçadas, como, por exemplo, perdas por descasamento, perdas por sujeira definido em % do valor STC, perdas por sombreamento parcial. Apesar da aparente contradição de alguns valores, os dados de perdas obtidos do PVsyst foram aceitos sem maiores investigações. O Apêndice 1 descreve em detalhes o significado de cada perda.

Tabela 16 - Perdas anuais nos sistemas de cada cidade definidas pelo software PVsyst, e valor do PR resultante.

Descrição perdas	Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Descasam. módulos	-1,0%	-0,8%	-1,0%	-0,8%	-1,0%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-1,0%	-0,8%
Perdas fiação	-1,0%	-1,0%	-1,1%	-0,5%	-0,4%	-0,7%	-0,9%	-0,3%	-1,0%	-1,0%
Perdas sujeira	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%
Temperatura	-9,9%	-7,2%	-11,2%	-8,1%	-12,6%	-9,2%	-12,1%	-8,8%	-9,9%	-7,2%
Qualidade módulo	0,7%	-2,5%	0,7%	-2,5%	0,7%	-2,5%	0,8%	-2,5%	0,7%	-2,5%
Degradação pela luz	-1,3%		-2,0%		-2,0%		-1,3%		-2,0%	
Indisponibilidade	-2,0%	-2,3%	-1,6%	-2,6%	-1,9%	-2,1%	-1,2%	-1,2%	-1,6%	-1,1%
PR	76,9%	76,8%	76,7%	78,6%	76,5%	79,0%	76,7%	79,4%	77,4%	79,1%

Na segunda etapa, o valor do PR, obtido com os valores das perdas, foi utilizado para alimentar a planilha própria de simulação, utilizada para o refinamento do cálculo da potência dos sistemas fotovoltaicos de cada residência.

O dimensionamento do tamanho dos sistemas fotovoltaicos exigiu a utilização de vários dados de entrada: os valores de PR conforme a Tabela 16, a potência nominal, a degradação anual dos módulos, o consumo mensal de energia elétrica, conforme a Tabela 15 e a irradiação diária, conforme a última linha da Tabela 13, ainda considerando os valores com *tilt* de 10° para Fortaleza e Manaus.

Os resultados da modelagem dos sistemas de cada cidade estão resumidos na Tabela 17, que reporta: a área necessária para os módulos, a potência total em corrente contínua dos sistemas fotovoltaicos, resultante da quantidade dos módulos e da potência nominal de cada um, a quantidade de módulos por cada tecnologia utilizada, a potência do inversor arredondada para cima a valores inteiros de kW, o valor do consumo, a ser suprido pelos sistemas fotovoltaicos, a energia gerada no primeiro ano e o valor do PR. O valor da potencia kWp é normalmente maior que o kWp calculado, por causa do arredondamento para cima no número de módulos. O valor do consumo de energia elétrica no ano já é diminuído dos 1.200 kWh correspondentes ao valor mínimo de 100 kWh mensais, consumidos ou não, que devem ser pagos à empresa distribuidora de energia elétrica, quando a instalação for trifásica.

Tabela 17 - Características dos sistemas fotovoltaicos resultantes da simulação com modelo próprio.

		m2	kWp	qt	Inversor kW	Demanda/ano kWh	Energia gerada/ano kWh	PR %
Belo Horizonte	CdTe	23,4	3,5	12	4,0	5722	5819	76,9%
Brasília	c-Si	19,5	3,0	10	3,0	4559	4843	76,7%
	CdTe	19,6	2,8	28	3,0	4559	4714	78,6%
Fortaleza	c-Si	50,7	7,7	26	8,0	11367	11595	76,5%
	CdTe	51,1	7,3	73	8,0	11367	11397	79,0%
Manaus	c-Si	52,7	8,0	27	8,0	11046	11144	76,7%
	CdTe	53,9	7,7	77	8,0	11046	11157	79,4%
Porto Alegre	c-Si	25,4	3,8	13	4,0	5106	5486	77,4%
	CdTe	24,5	3,5	35	4,0	5106	5115	79,1%

5.4 Cálculo do capital inicial - CAPEX

O valor do capital inicial varia para cada cidade e tecnologia utilizada, coerentemente com o tamanho de cada sistema descrito na Tabela 17. A valorização dos sistemas leva em conta o custo CIF⁹ dos diferentes componentes do sistema, os tributos de importação e governamentais, os lucros sobre a venda e instalação dos sistemas, as taxas federais e estaduais.

A Tabela 18 evidencia as variações financeiras ligadas à potência dos sistemas, conforme os consumos de energia elétrica definidos. Os componentes importados da Europa, módulos e inversores, tiveram seus

⁹ CIF (*Cost, Insurance and Freight*) é a modalidade de contrato que informa o valor da mercadoria no local da instalação incluindo Custo, Seguro e Transporte.

custos convertidos na moeda brasileira ao câmbio de R\$ 3,8 por cada Euro. Todos os outros componentes foram considerados como sendo de produção brasileira. O transporte foi calculado segundo o item 4.5 dos métodos, proporcionalmente ao valor da potência instalada de cada sistema. O valor do transporte tem influência maior para as cidades de Fortaleza e Manaus, por causa da grande distância das duas cidades do ponto de origem que é Florianópolis. Com isso a proporção do CAPEX para Fortaleza e Manaus é maior do que a correspondente proporção da potência dos sistemas (Tabela 17). O medidor bidirecional de energia não foi considerado por ser de competência da empresa de distribuição (ANEEL, 2015d) (Art. 7).

Tabela 18 - Valores em R\$, dos elementos que compõem o custo inicial - CAPEX - dos sistemas fotovoltaicos em cada cidade.

Descrição	Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Projeto	2.803	2.784	2.529	2.459	4.719	4.547	4.856	4.733	2.939	2.784
Instalação	2.112	2.088	1.760	1.671	4.576	4.356	4.752	4.594	2.288	2.088
Módulos/kWp	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031
Módulos totais	10.729	10.608	8.941	8.486	23.247	22.125	24.141	23.338	11.623	10.608
Inversor	5.117	5.117	3.837	3.837	10.233	10.233	10.233	10.233	5.117	5.117
Estruturas	3.110	3.260	2.592	2.608	6.739	6.799	6.998	7.171	3.369	3.260
Cabos	2.205	2.181	1.838	1.744	4.778	4.548	4.962	4.797	2.389	2.181
Conexão rede	1.267	1.253	1.056	1.002	2.746	2.613	2.851	2.757	1.373	1.253
Transporte	1.245	1.231	1.521	1.443	7.896	7.515	10.439	10.092	1.110	1.013
CAPEX [R\$]	28.589	28.521	24.074	23.252	64.935	62.737	69.234	67.715	30.210	28.304
Wp	3.540	3.500	2.950	2.800	7.670	7.300	7.965	7.700	3.835	3.500
CAPEX R\$/Wp	8,08	8,15	8,16	8,30	8,47	8,59	8,69	8,79	7,88	8,09

É importante salientar que, apesar do fato que na segunda metade de 2016 o mercado mundial, sob o efeito do excesso de produção chinês, tenha testemunhado fortes reduções nos preços dos módulos, preferiu-se manter a consistência com os valores do mercado spot na Europa, visualizados na Figura 24, entendendo que a situação de excesso de produtos estocados deva ser temporária.

As variações nos valores de CAPEX relativos às duas tecnologias são pequenas para a mesma cidade, variando entre 0,2% e 6,7%. As maiores diferenças aparecem em Brasília e Fortaleza, com 3,2% e Porto Alegre com 6,7%, sobretudo ligadas ao maior custo dos módulos, quando a tecnologia for de silício cristalino, por causa do arredondamento para cima no número de módulos que, no caso de c-Si, têm potência unitária de 295 Wp e no caso de CdTe têm potência de 100 Wp.

A diferença entre o maior e o menor valor entre as cidades é grande, sendo que os sistemas de Manaus e Fortaleza, nas duas tecnologias, são quase três vezes mais caros que o sistema de Brasília, devido ao maior consumo de energia das duas cidades, conforme demonstrado na Tabela 15. Também o sistema de Manaus é aproximadamente 8% mais caro do que o de Fortaleza, mesmo que os consumos de energia sejam próximos, conforme Tabela 15, devido à irradiação solar que em Fortaleza, com inclinação de 10°, é aproximadamente 8% maior que em Manaus, conforme informado na Tabela 13.

Estas diferenças no capital investido são consideráveis, mas isto não implica, a priori, que o retorno financeiro será pior no sistema que apresente o maior investimento.

Com respeito ao custo normalizado por kWp, que aparece na última linha da Tabela 18, pode-se constatar que os valores estão dentro da faixa de tolerância para sistemas entre 5 e 30 kWp instalados no Brasil, mostrada na Figura 9.

5.4.1 Evolução dos fluxos de caixa durante a vida dos sistemas

O investimento inicial gera retornos financeiros, diluídos ao longo da vida útil dos sistemas fotovoltaicos, resultantes da produção de energia elétrica e da compensação das faturas, que deixam de ser pagas por causa da autoprodução. A visualização antecipada da evolução destes fluxos de caixa é importante para o investidor, pois lhe permite acompanhar o comportamento do rendimento futuro do seu capital. O fluxo de caixa é inicialmente negativo, devido ao desembolso inicial do capital, e tem evolução positiva, até passar a ter valores positivos, geralmente crescentes, durante a vida útil dos sistemas fotovoltaicos.

A Figura 22 mostra de maneira gráfica esta evolução. Fortaleza e Manaus têm comportamentos semelhantes, assim como Porto Alegre e Brasília seguem a mesma evolução. O comportamento do fluxo de Belo Horizonte é diferente, mostrando uma evolução muito melhor, em termos relativos ao capital inicial, devido à maior tarifa de energia elétrica, conforme valores mostrados na Tabela 19, que influencia o maior ganho, devido às faturas que deixam de ser pagas.

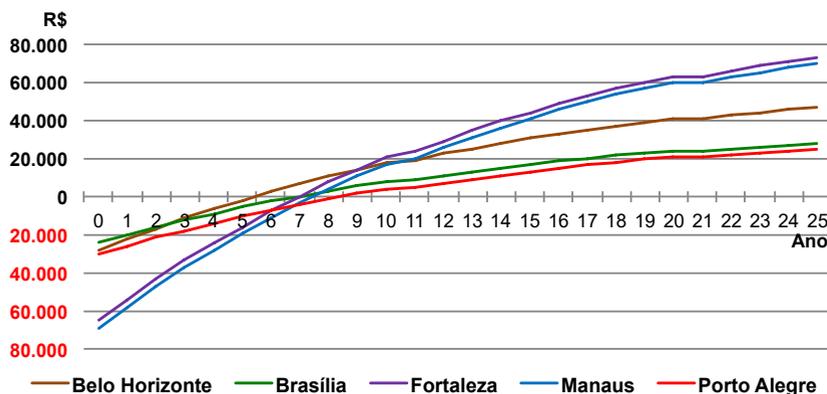


Figura 22 - Evolução do fluxo das receitas financeiras, descontadas ao valor presente, resultante do investimento fotovoltaico com capital próprio.

A evolução dos fluxos de receitas tem comportamento deprimido ao longo dos anos, pelo fato de que as receitas acumuladas de cada ano são descontadas pela inflação. As receitas resultantes das faturas de energia elétrica não pagas e aquelas das novas faturas, pela energia absorvida da rede, são reajustadas anualmente pela taxa que foi definida em 4,2%. O ponto de cruzamento, de cada curva do gráfico com o eixo horizontal, indica o tempo necessário (*Payback*), para que as receitas compensem o investimento inicial. A partir deste ponto, as receitas continuam evoluindo, indicando ganhos financeiros reais.

5.4.2 Os indicadores financeiros: LCOE e ROI

O valor do LCOE foi calculado com base na Eq. 5 relativa aos sistemas residenciais. O valor do ROI foi calculado pela função MTIR do Excel a partir da evolução dos fluxos de caixa de todos os componentes financeiros que afetam a rentabilidade do sistema.

A Tabela 19 mostra os valores de LCOE e da MTIR para as cinco cidades e as duas tecnologias utilizadas. A tabela informa também os valores das tarifas de energia elétrica, na bandeira verde, e os valores de FI resultantes da relação entre tarifas da energia e o respectivos valores de LCOE.

Tabela 19 - Valores de LCOE e da MTIR (ROI) por cada cidade, nas condições de irradiação definidas pelo Openei-SWERA e taxa de aumento da energia elétrica em 4,2%. Os valores de FI relacionam tarifa verde e LCOE, em cada tecnologia.

	LCOE [R\$/kWh]		Tarifa verde	MTIR %		FI	
	c-Si	CdTe		c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Belo Horizonte	0,291	0,293	0,806	14,30%	14,31%	2,78	2,76
Brasília	0,292	0,289	0,663	13,05%	13,22%	2,27	2,29
Fortaleza	0,328	0,322	0,708	12,96%	13,12%	2,16	2,20
Manaus	0,363	0,353	0,723	12,59%	12,70%	1,99	2,04
Porto Alegre	0,324	0,326	0,596	11,91%	12,23%	1,84	1,83

Para ambas as tecnologias, c-Si e CdTe, a cidade de Manaus apresenta o maior valor do LCOE, enquanto Belo Horizonte tem o valor de LCOE mais baixo de todos. Apesar disso, trabalhos anteriores (LACCHINI e RÜTHER, 2015) mostraram que, do ponto de vista do investimento, o que interessa é verificar se a relação tarifa / LCOE é igual ou maior que 2, situação esta verificada em Belo Horizonte, com a tarifa verde valendo 2,78 vezes o LCOE, mas vale também para Brasília, com 2,27 vezes e Fortaleza, com 2,16 vezes. Para a cidade de Manaus, a relação tarifa / LCOE é de 1,99 enquanto para Porto Alegre a relação vale 1,84 bem abaixo do limiar de 2. Este limiar de 2 foi batizado de Fator de Interesse - FI, utilizável como primeiro elemento de avaliação do sistema fotovoltaico, ligado ao valor mínimo do MTIR, exigido pelo investidor, de 12,5%. As diferenças nos valores relativos as duas tecnologias são desprezíveis no que diz respeito ao LCOE e variam no máximo 0,3 ponto percentual no caso da MTIR.

O refinamento da análise pode ser feito examinando a MTIR, que apresenta os melhores valores (mais altos) em Belo Horizonte e piores em Porto Alegre. A MTIR (ou retorno do investimento) vem sendo utilizada para verificar se um investimento deve ser escolhido no lugar de outro menos rentável. Isto significa que se um investimento em aplicações bancárias com alta liquidez pode dar um ganho financeiro de 11,6% por ano, correspondente a 97% da taxa SELIC projetada de 12%, um investimento quase sem liquidez, mesmo tendo outros ganhos futuros, deveria ter uma atratividade maior, de pelo menos meio ponto percentual acima da SELIC, ou seja 12,5%.

Assim, o retorno de Porto Alegre de 11,9% não seria atrativo, levando em conta o prazo de aplicação de 25 anos, e o investimento de Manaus estaria no limite da atratividade.

Considerando, porém, a possível autonomia na disponibilidade de energia elétrica, ou os possíveis aumentos tarifários como aqueles que durante o final de ano de 2015 resultaram em aumentos médios na tarifa residencial brasileira de 50%, o custo fixo representado pelo LCOE poderia ainda induzir a escolher o investimento em Porto Alegre. As outras cidades com retornos entre 14,3% e 12,59% estão na situação de interesse, sempre considerando os possíveis aumentos anuais das tarifas de energia elétrica, acima da projeção de 4,2%.

Neste contexto, foram feitas duas análises de cenários: a primeira, imaginando que a taxa de incremento anual aumente de 4,2% para 6%, pouco acima da real taxa de inflação do Brasil definida para esta pesquisa em 5% por ano, e a segunda, imaginando que a tarifa seja alterada em degraus de 10% para cima e para baixo.

A Tabela 20 mostra os valores de LCOE e MTIR calculados no cenário de incremento anual de tarifas em 6%.

Tabela 20 - Valores de LCOE e da MTIR no cenário de incrementos anuais da tarifa elétrica residencial em 6% por ano, nas condições de irradiação do Openei-SWERA. As tarifas nas três bandeiras estão informadas.

	LCOE [R\$/kWh]		Tarifas nas bandeiras			MTIR %	
	c-Si	CdTe				c-Si	CdTe
Belo Horizonte	0,291	0,293	0,851	0,831	0,806	15,06%	15,08%
Brasília	0,292	0,289	0,708	0,688	0,663	13,82%	13,99%
Fortaleza	0,328	0,322	0,753	0,733	0,708	13,73%	13,88%
Manaus	0,363	0,353	0,768	0,748	0,723	13,36%	13,48%
Porto Alegre	0,324	0,326	0,641	0,621	0,596	12,70%	13,02%

Conforme esperado, os valores de LCOE não mudam com respeito ao cenário base de 4,2% de incremento anual nas tarifas, pelo fato que o capital investido permanece o mesmo. O que muda são os valores de retorno no investimento – MTIR – que aumentaram pouco menos que 0,8 ponto percentual, coerentemente com a maior economia auferida na energia elétrica substituída pela geração própria. Neste cenário, o retorno de Porto Alegre alcança o mínimo valor desejável de 12,5%. As diferenças nos resultados entre as duas tecnologias continuam nos milésimos de Reais para os valores de LCOE e não passam de 0,3 ponto percentual para a MTIR.

No segundo cenário a tarifa é alterada em degraus de 10%, dois para menos e dois para mais sobre o valor da tarifa verde. A tarifa vermelha é transitória, ligada a acontecimentos imprevistos de secas que

impedem a geração hídrica; por esta razão, a análise de cenário foi relacionada somente à tarifa verde. Também, por simplicidade, visto as diferenças desprezíveis nos LCOE e nas MTIR, foi considerada somente a tecnologia c-Si, e a taxa de aumento anual permaneceu em 4,20%.

O resultado não afeta o LCOE, que permanece constante pelo fato que o capital inicial não muda; o que muda em cada cenário é somente o valor da MTIR ligado, como visto anteriormente, à economia nas faturas anuais substituindo a energia da rede pela geração própria.

A Tabela 21 mostra os valores da MTIR neste segundo cenário de alterações de tarifas. A coluna 0%, correspondente a nenhuma alteração, foi inserida por facilidade de leitura. O Valor da MTIR varia aproximadamente meio ponto percentual a cada 10% de variação da tarifa. O sistema de Belo Horizonte é o único que consegue ter um retorno de investimento aceitável em toda a faixa de alteração das tarifas. Brasília, Fortaleza e Manaus não têm retorno aceitável com alterações negativas; Porto Alegre entra na aceitabilidade somente com alteração de +20% na tarifa.

Tabela 21 - Evolução dos valores da MTIR ao reduzir e aumentar a tarifa de energia de 2016.

	Tarifa base	Valor da MTIR nos quatro cenários de alteração da tarifa				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
Belo Horizonte	0,806	13,17%	13,77%	14,30%	14,78%	15,21%
Brasília	0,663	11,90%	12,51%	13,05%	13,53%	13,97%
Fortaleza	0,708	11,81%	12,42%	12,96%	13,44%	13,88%
Manaus	0,723	11,43%	12,05%	12,59%	13,07%	13,51%
Porto Alegre	0,596	10,73%	11,35%	11,91%	12,40%	12,85%

5.4.3 Os indicadores financeiros: *payback*

No conjunto dos indicadores financeiros entra mais um, que dá outra perspectiva de risco, informando o prazo de retorno do dinheiro investido. Este indicador é o *payback* que corresponde ao tempo, em anos, ao longo do qual o investimento deveria ser recuperado, considerando receitas e despesas previstas. Para poder fazer uma análise no tempo inicial, a série de valores de fluxo de caixa é descontada, anualmente, com a taxa de inflação; o *payback* é calculado sobre esta série de valores e por isso é denominado *payback* descontado.

A Tabela 22 mostra um resumo de capital investido, despesas e receitas, economias auferidas e tempo de *payback* para cada sistema. Para os cálculos das faturas atuais e futuras e da economia auferida com a autoprodução, foram utilizados os valores tarifários da tabela verde,

por coerência com as análises sobre o LCOE e MTIR feitas antes. O tempo de vida considerado é de 25 anos.

Os valores monetários são descontados a valor presente (VP), com e sem fotovoltaica (FV), pela taxa de inflação e são informados em milhares de Reais. O *payback* descontado é expresso em anos.

Tabela 22 - Resumo de despesas e receitas advindas dos investimentos fotovoltaicos. Valores monetários em milhares de Reais. O *payback* em anos.

	Capital inicial		Energia 25 a. [MWh]		Faturas (VP) 25 a. s/FV	Faturas + custos (VP) 25 a. c/FV		Economia (VP) 25 a. c/FV		Payback descontado [a.]	
	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe		c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Belo Horizonte	29	29	132	131	121	-31	-31	91	91	5,4	5,4
Brasília	24	23	110	107	83	-25	-25	58	58	6,9	6,7
Fortaleza	65	63	263	259	194	-42	-42	152	152	7,0	6,8
Manaus	69	68	253	254	193	-43	-43	149	150	7,5	7,3
Porto Alegre	30	28	124	116	82	-26	-25	56	57	8,5	8,0

O maior *payback* de Porto Alegre mostra coerência entre os indicadores sendo que além do CAPEX ser maior e o LCOE ser também maior, a MTIR não passa de 11,9% na condição de aumentos anuais da energia de 4,2%, conforme Tabela 19, sendo 0,7 ponto percentual abaixo da MTIR da cidade de Manaus que está no limite da aceitabilidade nas mesmas condições.

O *payback* de 8,5 anos para Porto Alegre é um ano mais demorado do que Manaus e três anos mais do que Belo Horizonte que tem o capital devolvido em 5,4 anos. Uma razão deste resultado comparativamente pior de Porto Alegre é o mais baixo valor da tarifa de energia elétrica naquela capital, o que implica uma estreita relação entre tarifa e o valor do LCOE, e uma consequente dependência da MTIR desta relação. O valor da tarifa na bandeira verde de Porto Alegre é 90% do valor da tarifa verde mais próxima que é a de Brasília conforme visualizado na Tabela 20, mas o seu capital inicial é 25% mais alto.

Por um lado, Porto Alegre foi favorecida, no final de 2016, por uma redução de aproximadamente 17% na tarifa de energia quando a ANEEL processou o reajuste quadrienal ligado ao plano de melhorias da distribuidora; por outro lado, o investimento em fotovoltaica resulta pouco aconselhável em Porto Alegre, pela situação de baixos retornos, pelo menos até que, no longo prazo, o valor da tarifa seja revisto, ou o valor do capital inicial possa ter uma redução.

5.5 Perspectivas de evolução do preço dos módulos mundialmente

O capital investido é a soma de diferentes elementos, descritos na Tabela 18, alguns ligados à escolha da tecnologia fotovoltaica, outros ligados aos preços internacionais e à evolução da concorrência entre os fornecedores internacionais e/ou locais. Quando forem escolhidos fornecedores internacionais, o que pesa são os tributos de importação e o câmbio, todos eles considerados fatores externos à capacidade de atuação fora da área governamental. Alternativa ao fornecimento internacional é a produção local, com acordos de cooperação tecnológica de empresas estrangeiras que queiram conquistar uma fatia do mercado brasileiro. Os leilões de energia, promovidos pelo Ministério de Minas e Energia, atingem dois objetivos: o primeiro, encontrar uma maneira de aumentar a oferta de energia elétrica através de Parcerias Públicas Privadas (PPA), sem necessidade de gastar em infraestrutura. O segundo objetivo visa formar uma infraestrutura industrial baseada em mercado cativo, com economia de escala, diminuindo os riscos de um empreendedor que queira se estabelecer no país, e com isso contribuir para a diminuição dos custos dos sistemas fotovoltaicos.

As evoluções tecnológicas, do lado da produção e de novos materiais, permitem antever a possível redução do custo por Wp dos módulos solares, conforme indicado pelas curvas de aprendizagem - LR - visualizadas na Figura 4 e na Figura 5, que reportam, respectivamente, valores de LR de 20% na visão de 35 anos e 28,2% na visão dos últimos 9 anos, para o silício cristalino.

A capacidade instalada no mundo, até o ano de 2015, foi de 227 GW conforme IEA (IEA, 2015; 2016), resultado de um forte aumento nos anos 2014 e 2015 quando foram instalados 88,7 GW mundialmente. Em 2016 houve outro salto de produção e a potência acumulada chegou aos 300 GW. Com isso, projetando linearmente o aumento da capacidade instalada e tomado como base o ano de 2013 no qual foi atingido o valor de 138,3 GW, a duplicação da capacidade foi alcançada ainda no meio do ano de 2016.

Assim, aplicando-se a Eq. 2 e utilizando um LR de 28,2% descrito na Figura 5, o preço médio de venda dos módulos no mercado spot europeu, que era de 0,657 Euro/Wp no final de 2013, deveria baixar para 0,540 Euro/Wp, no final de julho do ano de 2016, ou seja 82,2% do valor de 2013, em 2,6 anos. Este resultado é 0,7% superior à realidade do mercado, conforme dados fornecidos pela revista Photon International (PHOTONINTERNATIONAL, 2016a; 2017) que, para o

mesmo mercado spot na Europa em final de julho de 2016, aponta valores de 0,536 Euro/Wp. Este pequeno descasamento entre preços e curva de aprendizagem, que poderia ser maior considerando o aumento da produção nos últimos dois anos, pode ser devido à redução no ímpeto de crescimento da produção chinesa, resultando em aumento mundial dos estoques (MINTS, 2016).

Como confirmação da relativa estabilização dos preços, a Figura 23 mostra a evolução no mercado alemão, em curva descendente até 2012, permanecendo os preços relativamente estáveis entre 2014 e 2016.

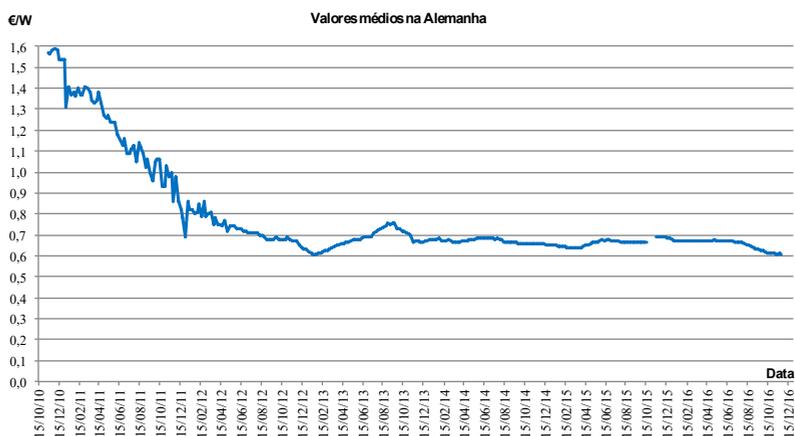


Figura 23 - Evolução dos preços dos módulos em silício cristalino no mercado spot da Alemanha, desde final de 2010 até setembro de 2016
Fonte: adaptado de (PHOTONINTERNATIONAL, 2016a)

No mercado spot europeu, mais abrangente, visualizado na Figura 24, que mostra o comportamento dos preços desde o início de 2013, os valores seguem em diminuição e um pouco inferiores aos da Alemanha, com valores que mostram uma tendência ainda mais acentuada durante o ano de 2016.

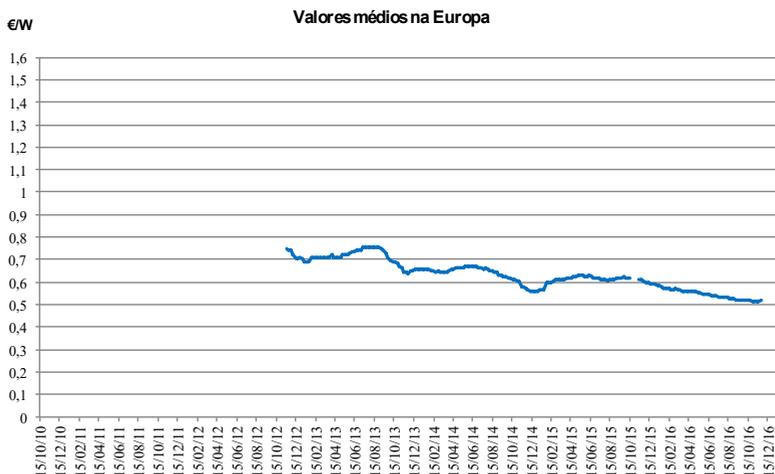


Figura 24 - Preços spot médio dos módulos fotovoltaicos em silício no mercado europeu, desde final de 2012 até setembro de 2016.

Fonte: adaptado de (PHOTONINTERNATIONAL, 2016a)

5.6 Perspectivas da evolução do CAPEX com a produção local

Analisando a Tabela 7, e separando os valores relacionados somente aos custos relativos à importação, é possível calcular o acréscimo sobre o valor FOB na Europa, que resulta em 23,1% para os módulos e 29,9% para o inversor. Este acréscimo é ligado ao fato de não haver uma produção local. Seu valor poderia diminuir drasticamente se a indústria brasileira tivesse a capacidade de produzir, com o mesmo nível de qualidade e nas quantidades demandadas pelo mercado.

Quando as vendas são reduzidas, o custo para a empresa produtora manter peças e produtos estocados tende a ser mais alto por causa do capital investido, que aumenta proporcionalmente à raiz quadrada do aumento das vendas (WESTON e BRIGHAM, 2004). A economia de escala tem exatamente o efeito de diminuir o capital investido proporcionalmente às vendas e com isso diminuir o custo dos produtos.

O mercado atual brasileiro é ainda pequeno para suportar a mesma economia de escala dos mercados mais desenvolvidos e, para obter o mesmo nível de qualidade, a empresa local deveria estar associada a uma empresa estrangeira, incorporando o *know-how*, os métodos produtivos, os controles de qualidade e as ferramentas necessárias. Amenizando esta constatação, informações coletadas no mercado de Rio

de Janeiro dão conta de uma queda de 15% entre janeiro e julho de 2016 e mais outra queda de 15% em agosto, reduções provavelmente devidas a quantidades excedentes de produtos não utilizados em outros mercados.

A confirmação da evolução dos preços em 2016 no Brasil, recente sumário executivo da GTM Research mostra o efeito dos excedentes mundiais no mercado dos Estados Unidos, atingindo os mercados residencial, comercial e de plantas de produção. Os preços finais de sistemas instalados, reduziram em 8,6% para sistemas residenciais, 12,5% para sistemas comerciais e 17,4% para usinas de grande porte, entre a primeira e a segunda metade de 2016. Os preços dos módulos foram fundamentais para estas reduções, diminuindo 33,8% no mesmo período (GALLAGHER, 2016).

A maior parte da produção mundial encontra-se na China, cujos produtos, por ter preços muito baixos, são onerados na Europa e nos Estados Unidos com taxas de importação tais que exista um equilíbrio entre produção local e produto importado. O mercado spot representa este equilíbrio dentro dos limites máximo e mínimo, que dependem da disponibilidade do produto no mercado. Dependendo da evolução dos preços e das flutuações do mercado, estes limites podem flutuar de maneira significativa. A Figura 25, retirada da revista Photon International de junho de 2016, mostra como os limites de flutuação ao redor do valor médio podem ser muito variáveis.

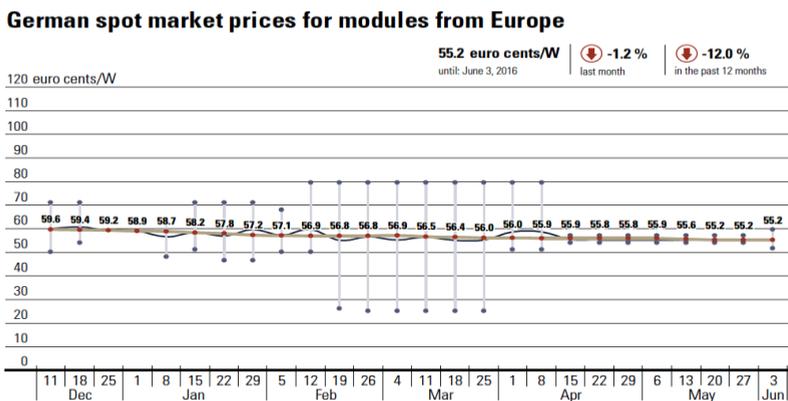


Figura 25 - Flutuações dos preços dos módulos, no mercado spot europeu. Fonte: (PHOTONINTERNATIONAL, 2016a)

A partir da constatação da flutuação dos preços dos componentes e considerando que os preços dos sistemas completos podem variar consideravelmente, dependendo de cada caso, conforme visualizado na Figura 11, resolveu-se simular a variação dos preços dos sistemas com variações positivas e negativas de 10% e 20%, com respeito aos preços médios utilizados, a fim de verificar a sensibilidade dos indicadores financeiros ao capital investido.

Considerando que o comportamento de LCOE e MTIR é uniforme, resolveu-se executar o teste no sistema mais barato e no mais caro (Brasília e Manaus), considerando somente a tecnologia c-Si, pelas razões informadas no final do capítulo 5.4.2. A Tabela 23 mostra os valores de LCOE e MTIR para cada variação nos preços. A coluna 0% indica a situação sem variação e foi inserida para facilitar a leitura.

Tabela 23 - Sensibilidade de LCOE, MTIR e payback às variações do CAPEX.

Variação	Brasília					Manaus				
	-20%	-10%	0%	10%	20%	-20%	-10%	0%	10%	20%
LCOE R\$/kWh	0,237	0,264	0,292	0,319	0,346	0,300	0,331	0,363	0,394	0,425
MTIR	14,1%	13,5%	13,0%	12,6%	12,2%	13,5%	13,0%	12,6%	12,2%	11,8%
PBK anos	5,7	6,3	6,9	7,5	8,1	6,3	6,9	7,5	8,1	8,7
Variação LCOE	-18,8%	-9,4%	0,0%	9,4%	18,8%	-17,2%	-8,6%	0,0%	8,6%	17,2%
Variação MTIR	0,9%	0,4%	0,0%	-0,4%	-0,8%	0,8%	0,4%	0,0%	-0,4%	-0,7%
Variação PBK	-17,8%	-8,9%	0,0%	8,9%	17,6%	-16,2%	-8,1%	0,0%	7,9%	15,9%

A leitura dos dados da Tabela 23 mostra como na cidade de Brasília o valor do LCOE é diretamente proporcional à variação do capital investido, o payback é quase diretamente proporcional à variação do capital e a MTIR varia desproporcionalmente à variação dos preços, 0,4% de variação ao variar 10% o capital investido, mostrando uma pequena assimetria entre variações negativas e positivas.

Um pouco diferente é a sensibilidade dos indicadores da cidade de Manaus, para a qual as variações de todos os indicadores são percentualmente menores.

Em ambos os casos, um aumento do capital de 20% reduz a MTIR abaixo do limiar de aceitabilidade; já no caso de Manaus até o aumento de 10% no capital reduz a MTIR abaixo do valor de interesse.

5.7 Ações para aumentar o retorno do investimento

Levando em conta a perspectiva do investidor, que norteou até agora esta pesquisa, existem alguns caminhos para perseguir a lucratividade do investimento em energia fotovoltaica. Conforme visto até agora, existe o caminho da diminuição dos custos: nele aproveita-se

a competição no mercado, que força a diminuição dos preços dos componentes, associada às mudanças tecnológicas que determinam maior produtividade com os mesmos custos dos módulos solares, ou ainda imaginando a nacionalização da produção pela indústria brasileira.

Outro caminho, poderia ser representado pela melhor utilização da irradiação disponível. Os sistemas que seguem automaticamente o movimento do Sol gastam parte da energia gerada a mais e necessitam de elementos estruturais móveis e motores para garantir o seguimento acurado.

Em sistemas residenciais, nos quais o número de módulos é relativamente pequeno, pode ser conveniente arranjar as estruturas de suporte para que possam bascular na direção norte-sul, seguindo a aparente inclinação do Sol durante as estações do ano. Este basculamento pode ser efetuado manualmente ou com pequeno motor elétrico, nas quatro estações do ano, na mesma maneira na qual brises basculantes são orientadas para interceptar a luz do Sol nas janelas.

Um estudo do efeito do basculamento na irradiação inclinada, permitiu verificar a sua variação em três cidades cuja latitude é maior que 15° . As cidades de Manaus e Fortaleza foram excluídas deste novo estudo, pela limitação na inclinação mínima de 10° e pela sua proximidade ao Equador; Brasília está no limite com a sua latitude de 16° , enquanto Belo Horizonte com 19° e Porto Alegre com 30° de latitude enquadram-se perfeitamente na possibilidade de alteração manual da inclinação.

Experimentando diferentes ângulos de inclinação e escolhendo os melhores, obteve-se uma condição ótima de irradiação diária media anual superior àquela obtida com a inclinação fixa igual à latitude. Os valores de irradiação inclinada foram obtidos utilizando os dados de irradiação global horizontal fornecidos pelo Openei-SWERA e o software RADIASOL para calcular a transposição inclinada, nos diferentes ângulos, utilizando o algoritmo de Klucher para as três cidades.

A Tabela 24 mostra a variação obtida para Belo Horizonte; os campos coloridos, em cada coluna correspondente a uma inclinação (*tilt*), são aqueles que indicam o máximo de irradiação para aquele mês. A última coluna informa os máximos de irradiação obtidos por cada mês; a última linha marcada como “Média” informa a média ponderada pelos dias de cada mês, dos valores de irradiação de cada inclinação e dos valores máximos obtidos. Logo abaixo da média dos valores máximos, na última coluna, é informada a variação percentual da média

ponderada dos valores máximos, com respeito à média ponderada da inclinação de 20° correspondente à latitude de Belo Horizonte.

O resultado mostra um aumento de 2,5%; este valor será utilizado para determinar os ganhos financeiros obtidos com a inclinação manual.

Tabela 24 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação, ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Belo Horizonte.

Belo Horizonte	kWh/m2/dia - Klucher					
	GHI	Tilt 10 °	Tilt 20 °	Tilt 30 °	Tilt 40 °	10,20,30,40
Jan	6,57	6,60	6,30	5,86	5,30	6,60
Fev	6,06	6,21	6,04	5,73	5,30	6,21
Mar	5,61	5,92	5,89	5,71	5,40	5,92
Abr	5,30	5,85	6,02	6,04	5,89	6,04
Mai	4,43	5,05	5,34	5,49	5,47	5,49
Jun	3,75	4,33	4,60	4,75	4,76	4,76
Jul	4,20	4,85	5,18	5,37	5,41	5,41
Ago	5,18	5,83	6,13	6,27	6,23	6,27
Set	5,05	5,41	5,44	5,33	5,10	5,44
Out	6,62	6,86	6,74	6,44	6,00	6,86
Nov	4,91	4,95	4,81	4,58	4,27	4,95
Dez	6,17	6,19	5,92	5,51	5,01	6,19
Média	5,32	5,67	5,70	5,59	5,35	5,85
						102,5%

Similarmente, a Tabela 25 mostra o resultado da variação da inclinação manual para a cidade de Brasília.

Os valores de inclinação seguem a mesma progressão de 10° entre uma posição e outra, mesmo que a latitude de Brasília seja de 16°. O aumento de irradiação diária, média anual, foi verificado com respeito à coluna de inclinação 20°.

O resultado mostra um aumento de 2,4% similar àquele obtido para Belo Horizonte.

Tabela 25 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Brasília.

Brasília	kWh/m2/dia - Klucher					10,20,30,40
	GHI	Tilt 10 °	Tilt 20 °	Tilt 30 °	Tilt 40 °	
Jan	6,10	6,10	5,81	5,39	4,88	6,10
Fev	5,54	5,63	5,46	5,17	4,78	5,63
Mar	5,56	5,80	5,73	5,52	5,19	5,80
Abr	5,56	6,05	6,18	6,14	5,94	6,18
Mai	4,75	5,35	5,61	5,71	5,65	5,71
Jun	3,76	4,22	4,39	4,44	4,38	4,44
Jul	4,87	5,55	5,91	6,10	6,12	6,12
Ago	5,88	6,53	6,83	6,95	6,87	6,95
Set	6,38	6,79	6,84	6,71	6,41	6,84
Out	6,65	6,83	6,65	6,30	5,81	6,83
Nov	5,84	5,88	5,64	5,28	4,81	5,88
Dez	5,34	5,35	5,12	4,80	4,40	5,35
Média	5,52	5,84	5,85	5,72	5,44	5,99
						102,4%

A última análise foi feita para a cidade de Porto Alegre e os resultados são informados na Tabela 26. Note-se que, neste caso, foram experimentados cinco diferentes valores de inclinação por causa da latitude de 30° da cidade. A verificação de aumento da irradiação anual foi feita com respeito à coluna de inclinação 30°.

Tabela 26 - Composição dos maiores valores mensais de irradiação ao variar o ângulo de inclinação dos módulos solares, para a cidade de Porto Alegre.

Porto Alegre	kWh/m2/dia - Klucher						10,20,30,40,50
	GHI	Tilt 10 °	Tilt 20 °	Tilt 30 °	Tilt 40 °	Tilt 50 °	
Jan	6,24	6,41	6,23	5,92	5,48	4,94	6,41
Fev	5,55	5,78	5,70	5,50	5,17	4,74	5,78
Mar	5,04	5,46	5,52	5,44	5,22	4,88	5,52
Abr	4,16	4,71	4,93	5,01	4,96	4,77	5,01
Mai	3,12	3,63	3,89	4,04	4,08	3,99	4,08
Jun	2,86	3,44	3,77	4,01	4,13	4,12	4,13
Jul	2,61	3,01	3,20	3,31	3,33	3,25	3,33
Ago	3,55	4,06	4,28	4,39	4,38	4,24	4,39
Set	4,44	4,90	5,01	4,99	4,84	4,57	5,01
Out	4,80	5,04	5,00	4,85	4,60	4,26	5,04
Nov	6,45	6,66	6,51	6,20	5,75	5,19	6,66
Dez	6,68	6,83	6,61	6,24	5,73	5,12	6,83
Média	4,62	4,99	5,05	4,99	4,80	4,50	5,18
							103,8%

Os resultados mostram uma melhora variável entre 2,4 e 3,8% no valor da irradiação das três cidades, que afeta diretamente a quantidade de energia produzida.

Inserindo estes novos valores no modelo de cálculo, os resultados mostram pequenas variações nos indicadores financeiros MTIR e LCOE, na economia auferida, limitada a 400 Reais em 25 anos, e no *payback*, todos coerentes em amplitude com os pequenos percentuais de melhora no valor da irradiação.

A Tabela 27 mostra a comparação dos resultados das modelagens com orientação fixa, inclinada conforme o ângulo da latitude, e com orientação manual. Os dados abrangem as duas diferentes situações de reajuste anual da tarifa elétrica, com os valores percentuais de 4,2% e 6%.

A análise dos indicadores financeiros leva em consideração somente a tecnologia de silício cristalino c-Si.

Tabela 27 - Resultado econômico da orientação manual dos módulos em períodos fixos do ano. A economia informada para 25 anos é em milhares de R\$, o *payback* em anos e o LCOE em R\$.

Tecnologia c-Si		Economia a 25 a.	<i>payback</i>	Reajuste 4,20%		Reajuste 6%	
				LCOE	MTIR	LCOE	MTIR
Tilt fixo	Belo Horizonte	90,7	5,4	0,291	14,30%	0,291	15,06%
	Brasília	57,9	6,9	0,292	13,05%	0,292	13,82%
	Porto Alegre	56,2	8,5	0,324	11,91%	0,324	12,70%
Tilt manual	Belo Horizonte	90,7	5,4	0,283	14,30%	0,283	15,06%
	Brasília	57,9	6,9	0,285	13,05%	0,285	13,82%
	Porto Alegre	56,6	8,0	0,319	12,22%	0,319	13,01%

As pequenas diferenças nos resultados da economia auferida, obtida somente para Porto Alegre, indicam que não existe conveniência financeira de colocar complicações na estrutura dos sistemas fotovoltaicos e de impor aos residentes da moradia a tarefa de alterar, quase que mensalmente, a inclinação dos módulos.

O resultado positivo para Porto Alegre é representado pela MTIR, que chega quase no limite de aceitabilidade com o reajuste anual da tarifa em 4,2% e ultrapassa tal limite quando o reajuste anual for de 6%. Por outro lado, deve ser considerado o fato que, possivelmente, uma estrutura que permitisse a variação da inclinação do arranjo fotovoltaico, teria um preço maior do que o de uma estrutura fixa, anulando a pequena vantagem econômica resultante das alterações sazonais de inclinação, mostradas nesta seção.

5.8 Efeitos do financiamento nos indicadores econômicos

Na falta de capital para investir, considerando os valores informados na Tabela 18, pode ser necessário recorrer a um banco de investimento, para obter os recursos que faltam, negociando o percentual do capital a ser financiado, o número de anos para a amortização do empréstimo e a taxa de juros sobre o financiamento.

Os efeitos do financiamento dependem do juro, da parcela financiada e do tempo de financiamento. Imaginando que o financiamento seja concedido por um banco de desenvolvimento, os juros foram fixados abaixo do custo do capital definido como sendo de 12,5% ao ano (Capítulo 5.4.2).

Foi feita então, uma simulação do financiamento, adotando os seguintes dados financeiros correspondentes ao cenário 1:

- Juros de 8% ao ano
- Parcela do capital financiada 50%

- Tempo de financiamento 10 anos

A partir da situação descrita como cenário 1, cinco outros cenários foram construídos para determinar a sensibilidade aos dados estabelecidos.

Os resultados dos fluxos de caixa do cenário 1 estão sumarizados na Tabela 28 e são relativos somente à tecnologia c-Si, por considerar que as pequenas variações nos valores do LCOE e da MTIR mostradas na Tabela 19, que resultam do menor valor do capital investido – CAPEX, conforme mostrado na Tabela 18, por causa do diferente arredondamento do número de módulos fotovoltaicos com potências diferentes, não justificam levar adiante o cálculo nas duas tecnologias.

Para cada cidade são informados, em duas colunas, os fluxos de caixa com o capital próprio e financiado. Os valores informados são em R\$. As tarifas de energia, de cada cidade, correspondem à bandeira verde e são aquelas listadas como tarifa de base, na Tabela 21.

Qualquer que seja a parcela de financiamento do capital, o resultado é uma diminuição do valor investido como capital próprio, definida no cenário de base. Isso tem como efeito aumentar o valor do retorno do investimento MTIR, pois as economias auferidas em termos de redução nas faturas de energia são as mesmas obtidas com capital 100% próprio.

O custo nivelado da energia produzida – LCOE, não sofre o mesmo efeito positivo da MTIR, pois nos custos são levados em conta os juros do financiamento que são embutidos nos valores das parcelas a serem pagas. O *payback* melhora somente para a cidade de Belo Horizonte, piorando nas outras cidades.

A análise da Tabela 28 revela a cidade de Belo Horizonte com os melhores indicadores, a cidade de Manaus com os piores valores de LCOE e a cidade de Porto Alegre com a pior MTIR e o pior *payback*, nas duas condições de capital próprio e financiado no cenário 1. Manaus tem o mais alto valor de capital investido e o valor do LCOE maior de todos é direta consequência disso. Porto Alegre apresenta um valor de LCOE melhor do que aquele de Fortaleza, porém a relação tarifa/LCOE, ou Fator de Interesse – FI, está abaixo do limite de 2 e o valor da MTIR, abaixo do limite de aceitação, espelha esta situação.

Tabela 28 - Resumo dos fluxos de caixa descontados e dos indicadores financeiros nos casos de capital próprio e financiamento no cenário 1 (PBK em anos, LCOE em R\$/kWh, MTIR em %, valores dos fluxos de caixa em R\$). Os números em vermelho representam valores negativos.

Ano	Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
	Próp.	Financ.								
	Fluxo caixa desc. RS									
0	28.589	14.917	24.074	12.797	64.935	36.416	69.234	39.837	30.210	15.660
1	22.641	11.780	19.965	11.007	53.961	31.305	58.161	34.808	25.835	14.277
2	17.000	8.721	16.069	9.240	43.553	26.282	47.660	29.858	21.687	12.876
3	11.685	5.758	12.396	7.507	33.742	21.378	37.760	25.016	17.775	11.467
4	6.683	2.894	8.937	5.812	24.502	16.599	28.435	20.289	14.089	10.057
5	1.977	127	5.681	4.156	15.806	11.948	19.657	15.680	10.617	8.649
6	2.447	2.542	2.619	2.541	7.625	7.427	11.397	11.193	7.350	7.249
7	6.604	5.115	261	967	68	3.038	3.629	6.830	4.276	5.861
8	10.508	7.594	2.967	563	7.297	1.217	3.673	2.594	1.385	4.487
9	14.172	9.978	5.508	2.049	14.087	5.338	10.533	1.515	1.332	3.131
10	17.609	12.270	7.894	3.491	20.461	9.325	16.974	5.496	3.884	1.797
11	19.266	14.182	8.959	4.766	23.313	12.708	19.891	8.960	4.717	693
12	22.347	17.516	11.105	7.121	29.047	18.970	25.687	15.300	7.030	1.889
13	25.243	20.654	13.125	9.340	34.444	24.870	31.144	21.275	9.211	4.326
14	27.953	23.593	15.017	11.421	39.499	30.404	36.256	26.881	11.256	6.616
15	30.485	26.343	16.787	13.370	44.228	35.588	41.041	32.135	13.171	8.763
16	32.849	28.914	18.441	15.195	48.649	40.440	45.508	37.047	14.963	10.776
17	35.053	31.315	19.985	16.902	52.764	44.967	49.628	41.590	16.639	12.661
18	37.107	33.555	21.426	18.497	56.551	49.143	53.420	45.784	18.205	14.425
19	39.017	35.643	22.768	19.985	60.026	52.989	56.904	49.649	19.665	16.075
20	40.791	37.586	24.017	21.373	63.209	56.523	60.096	53.204	21.027	17.616
21	40.913	37.868	24.034	21.523	63.067	56.715	59.965	53.418	20.770	17.530
22	42.501	39.609	25.159	22.773	65.839	59.805	62.750	56.530	22.012	18.934
23	43.983	41.235	26.211	23.944	68.383	62.651	65.308	59.399	23.178	20.254
24	45.352	42.742	27.186	25.032	70.691	65.245	67.631	62.018	24.262	21.484
25	46.616	44.136	28.087	26.042	72.775	67.601	69.732	64.399	25.267	22.627
Payback	5,4	5,0	6,9	7,6	7,0	7,7	7,5	8,6	8,5	11,3
LCOE	0,291	0,306	0,292	0,307	0,328	0,345	0,363	0,380	0,324	0,342
MTIR	14,3%	16,0%	13,0%	14,1%	13,0%	13,9%	12,6%	13,3%	11,9%	12,3%

Para continuar a análise, os cenários 2 e 3 foram simulados com as seguintes alterações para menos e para mais, sobre o cenário 1:

- Juros: adoção dos limites de 5% ao ano e 11% ao ano;
- Parcela do capital financiada: valores de 30% e 70%;
- Tempo de financiamento: prazos de 6 anos e 14 anos

Com isso, foi feita uma verificação da influência de cada um dos três parâmetros de financiamento adotando os seus valores nos limites

mínimos (cenário 2) e máximos (cenário 3) e comparando os efeitos nos valores de *payback*, LCOE e MTIR.

Foram assim produzidas três tabelas de resultados (Tabela 29, Tabela 30, Tabela 31), cada uma relacionada com um dos indicadores financeiros. A primeira coluna de cada tabela informa os parâmetros de financiamento; cada linha das tabelas representa o efeito do parâmetro de financiamento, informado na primeira coluna, nos resultados obtidos por cada cidade. Um único parâmetro de financiamento é alterado de cada vez de maneira a eliminar influências cruzadas. Os valores de capital próprio – “Prop.” foram inseridos para referência. A Tabela 29 detalha somente o efeito nos valores de *payback*. A linha indicada com o nome cenário 1 refere-se à situação de juros de 8%, financiamento de 50% e tempo de amortização de 10 anos. Os cenários 2 (variações para menos) e 3 (variações para mais) são representados juntos.

Tabela 29 - Efeitos dos cenários 2 e 3 no *payback*. Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para os limites superiores. Valores do *payback* em anos.

		Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
Capital		Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.
Cenário 1		5,4	5,0	6, Plot Area	7,0	7,7	7,5	8,6	8,5	11,3	
Cenário 2	juro 5%		4,7		6,9		7,0		7,8		9,9
	fin. 30%		5,3		7,2		7,3		8,0		9,7
	6 anos		6,4		8,1		8,1		8,7		10,0
Cenário 3	juro 11%		5,5		8,6		8,6		9,6		12,0
	fin. 70%		4,7		8,4		8,4		9,7		12,1
	14 anos		4,5		6,6		6,7		7,5		9,4

A cidade de Porto Alegre, que já está na condição de pouca atratividade, com *payback* de 11,3 anos no cenário 1, mostra um tempo de *payback* pior que as outras cidades, em qualquer condição de financiamento. A situação do cenário 3 é pior do que aquela do cenário 2, a não ser no caso de 14 anos de amortização.

Considerando que os tempos de *payback* para Porto Alegre são aproximadamente 10 anos, os gastos com as reposições das partes e peças do inversor no décimo primeiro ano justificam estes valores anômalos, conforme visualizado na Figura 26, que mostra a evolução do fluxo de caixa descontado, enfatizando o período de até 16 anos, construída com os dados de Porto Alegre.

A Figura 26 é uma reprodução ampliada do diagrama de fluxo de caixa mostrado na Figura 22, na condição de ter o capital inicial financiado, evidenciando o cruzamento das curvas com o eixo das abscissas, o tempo de *payback* e as diferentes evoluções das curvas nos diferentes prazos de financiamentos.

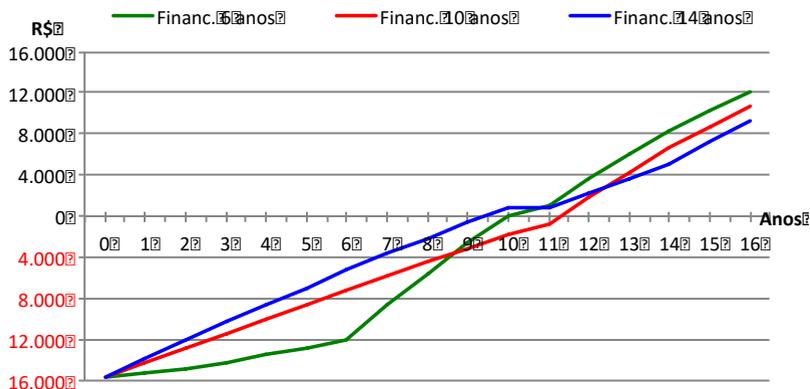


Figura 26 - Evolução do fluxo de caixa descontado para a cidade de Porto Alegre com investimento financiado em 6, 10 e 14 anos. As inflexões correspondem à reposição do inversor e o momento do *payback* ocorre quando a curva corta o eixo horizontal.

No caso de 6 anos de prazo, o fluxo de caixa da Figura 26 evidencia o efeito do pagamento, até o sexto ano, de todas as parcelas do financiamento, acompanhado de uma rápida recuperação do caixa nos anos sucessivos, até cruzar o eixo horizontal em 10 anos. No caso de 10 anos de prazo, o momento do pagamento das partes e peças de reposição do inversor coincide com o fim do prazo de financiamento e o fluxo após o décimo primeiro ano aumenta o seu gradiente; o cruzamento da curva com o eixo das abscissas acontece aos 11,3 anos. No caso de prazo de 14 anos, as parcelas anuais menores fazem com que o fluxo de caixa aumente mais rapidamente até o décimo quarto ano, quando o gradiente aumenta ligeiramente; o tempo de *payback* resulta em 9,4 anos.

O *payback* piora nas cidades de Brasília, Fortaleza, Manaus e Porto Alegre quando os juros e a parcela financiada aumentam. Ao contrário, o aumento do prazo de amortização do empréstimo resulta em melhora do *payback* em todas as cidades por causa da diminuição do valor das parcelas anuais a serem desembolsadas.

A cidade de Belo Horizonte apresenta melhoras no *payback* quando os juros estão no limite mínimo e a parcela financiada e o prazo de amortização estão nos limites máximos.

Continuando a análise da influência dos parâmetros de financiamento no resultado dos indicadores financeiros, a Tabela 30 mostra a variação nos valores do LCOE. Como esperado, juros abaixo da inflação têm efeito positivo, baixando o CAPEX e com ele o LCOE; tempo curto de amortização significa alterar mais cedo o ritmo de crescimento do fluxo de caixa (ver como exemplo a Figura 26), diminuindo assim o LCOE, conforme a Tabela 30 mostra no cenário 2. O contrário acontece quando juros e tempo de amortização forem conforme descrito no cenário 3. Com respeito à parcela financiada, deve-se lembrar que o financiamento em si exige juros maiores (8%) que a inflação e, quando a parcela financiada cair de 50% para 30% mantendo inalterado o juro em 8% e o prazo em 10 anos, diminuiria o custo total do investimento (CAPEX + financiamento) com consequente diminuição do LCOE. O contrário acontece quando a parcela financiada aumentar de 50% para 70%, aumentando ainda mais o custo total do investimento, e com ele o valor do LCOE.

Tabela 30 - Efeitos dos cenários 2 e 3 no LCOE. Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para os limites superiores. Valores em R\$/kWh.

		Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
Capital		Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.
Cenário 1		0,291	0,306	0,292	0,307	0,328	0,345	0,363	0,380	0,324	0,342
Cenário 2	juro 5%		0,291		0,292		0,328		0,363		0,324
	fin. 30%		0,300		0,301		0,338		0,373		0,335
	6 anos		0,301		0,302		0,339		0,374		0,336
Cenário 3	juro 11%		0,323		0,324		0,362		0,399		0,361
	fin. 70%		0,312		0,313		0,351		0,387		0,349
	14 anos		0,311		0,312		0,350		0,386		0,348

Finalmente, a Tabela 31 mostra a variação nos valores da MTIR de cada cidade, ao mudar os parâmetros do financiamento.

Tabela 31 - Evolução dos valores da MTIR ao mudar os parâmetros de financiamento em cada cidade. Os parâmetros dos cenários 2 e 3 são aplicados um de cada vez, eliminando efeitos cruzados. O cenário 2 altera os parâmetros para os limites inferiores; o cenário 3 os altera para

os limites superiores. Os valores da MTIR são expressos em percentuais.

		Belo Horizonte		Brasília		Fortaleza		Manaus		Porto Alegre	
Capital		Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.	Próp.	Fin.
Cenário 1		14,3%	16,0%	13,0%	14,1%	13,0%	13,9%	12,6%	13,3%	11,9%	12,3%
Cenário 2	juro 5%		16,2%		14,4%		14,2%		13,6%		12,8%
	fin. 30%		15,1%		13,6%		13,4%		12,9%		12,1%
	6 anos		15,9%		14,0%		13,8%		13,2%		12,1%
Cenário 3	juro 11%		15,7%		13,8%		13,6%		13,0%		11,8%
	fin. 70%		17,4%		15,1%		14,7%		13,9%		12,8%
	14 anos		16,0%		14,2%		14,0%		13,4%		12,5%

A MTIR é afetada de maneira positiva pelo financiamento, incluindo Porto Alegre, mesmo que o efeito não seja o mesmo para todos os parâmetros alterados. A razão disso está no fato que os juros considerados nos três cenários são inferiores ao custo do capital fixado em 12,5%.

O aumento da parcela financiada (cenário 3) é positivo sobre a MTIR, que chega a aumentar de três pontos percentuais em Belo Horizonte com respeito ao capital próprio.

O aumento no prazo de amortização tem também um efeito positivo, mesmo que discreto, com respeito aos resultados do cenário 1.

Estes resultados sobre a MTIR, que é o indicador financeiro que interessa ao investidor residencial, indicando os ganhos financeiros sobre o capital, mostram a validade de se investir em geração fotovoltaica, em alternativa a outros tipos de investimento, sobretudo quando for disponível uma fonte de financiamento nos moldes utilizados (i.e. condições de financiamento que sejam melhores do que a utilização de capital próprio, mesmo que disponível). Os resultados na MTIR de Porto Alegre, aparecem aceitáveis somente nas situações de juro baixo sobre o financiamento, parcela de financiamento de 70% e prazo de 14 anos.

Para aprofundar os limites de aceitabilidade resolveu-se testar alterações cruzadas nos juros e na parcela financiada, criando mais três cenários, denominados 4, 5 e 6, cada um ligado a um dos três indicadores financeiros: payback, LCOE e MTIR. O tempo de amortização do financiamento foi deixado constante em dez anos, visto o menor efeito das suas alterações sobre os indicadores financeiros. Dentro de cada cenário foram testados cinco valores de juros, de 5% até 21%, em degraus de 4%. Somente duas cidades foram consideradas: Belo Horizonte (BH) e Porto Alegre (POA), por representarem a melhor e pior situação de atratividade de investimento.

O cenário 4 representa 30% de financiamento, o cenário 5 mostra 50% de financiamento e o cenário 6 é relativo à 70% financiados. A Figura 27 (tempo de *payback*), a Figura 28 (LCOE) e a Figura 29 (MTIR) resumem a variabilidade de cada indicador financeiro ao mudar os juros e a parcela financiada.

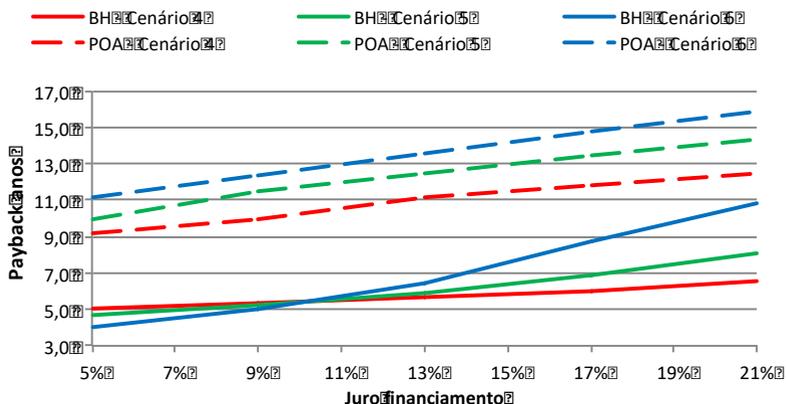


Figura 27 - Evolução do *Payback* de Belo Horizonte e Porto Alegre ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).

O tempo do *payback* aumenta quase que linearmente com o aumento dos juros.

No caso de Belo Horizonte, aumentando o valor da parcela financiada aumenta o fator de crescimento do *payback* com os juros. No caso de Porto Alegre as curvas dos três cenários têm gradientes de crescimento similares. O maior tempo de *payback*, ligado ao financiamento, é compensado pelo menor valor de capital próprio investido e sua variação pode ser aceitável.

A sensibilidade do LCOE nos três casos de diferentes parcelas financiadas, conforme mostrado na Figura 28, é absolutamente linear com a variação dos juros do financiamento, conforme esperado, pois os juros representam um custo a mais e o crescimento nas curvas é tanto maior quanto maior for a parcela financiada. É interessante notar na Figura 28, que no caso de Belo Horizonte, a condição mais desfavorável de financiamento (Cenário 6 com 19% de taxa de juros para a parcela financiada de 70% do CAPEX) leva a um LCOE que ainda é menos da

metade do valor da tarifa verde com impostos da CEMIG para aquela cidade (ver Tabela 21), mantendo um Fator de Interesse atrativo.

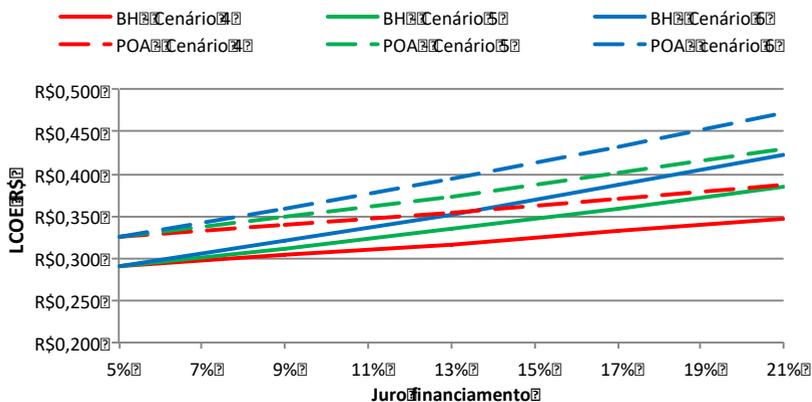


Figura 28 - Evolução do LCOE de Belo Horizonte e Porto Alegre (POA) ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).

Finalmente a MTIR mostra a dependência do peso dos juros sobre a parcela financiada: quanto mais aumentam os juros, tanto menor a MTIR, conforme demonstrado na Figura 29.

No caso de Porto Alegre, que já está na situação de retorno mais desfavorável, o benefício do menor capital próprio investido, descrito no cenário 6, é compensado pelo maior custo dos juros sobre a parcela financiada.

Com isso, o único cenário com perfil de quase aceitabilidade, MTIR de 12,4%, é o de número 6 quando os juros forem no limite de 9%. Nos cenários 4 e 5 o viés de decréscimo da MTIR justifica a definição de desfavorável dada ao financiamento.

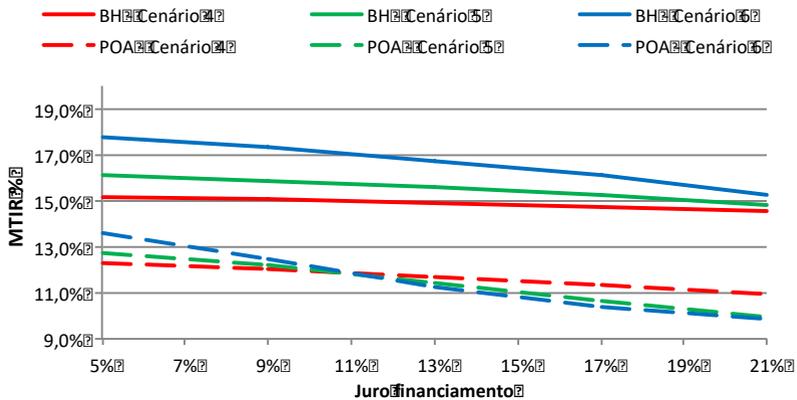


Figura 29 - Evolução da MTIR de Belo Horizonte e Porto Alegre (POA) ao mudar juros e parcela do CAPEX financiada nos valores de: 30% (cenário 4); 50% (cenário 5); e 70% (cenário 6).

6. CONCLUSÕES

As cinco cidades consideradas nesta tese são representativas de diferentes condições climáticas e de irradiação. Os sistemas fotovoltaicos dimensionados para cada cidade espelham as diferentes temperaturas médias das localidades e têm tamanhos diferentes.

Os tamanhos de cada sistema implicam em capital investido proporcional ao número de kWp definidos por cada sistema. O retorno financeiro sobre o capital investido é fortemente dependente da tarifa da energia elétrica de cada localidade.

6.1 Tecnologias

A utilização das duas diferentes tecnologias nos mesmos locais físicos colocou em evidência dois resultados:

1. Quando o módulo tiver potência reduzida (100 Wp no caso do CdTe), é possível reduzir o tamanho total dos sistemas fotovoltaicos para satisfazer as necessidades de consumo, devido ao diferente arredondamento no número total dos módulos. No silício cristalino que tem potência de 295 Wp, em comparação aos 100 Wp do CdTe, a potência total é sempre maior.
2. As diferenças nos resultados econômicos entre as duas tecnologias não mostraram razões para escolher uma em detrimento da outra.

6.2 Aspectos econômicos

Algumas conclusões se destacam:

1. O indicador - Reais por kWp - não depende do tamanho do sistema assim como não dependem o Custo Nivelado da Energia - LCOE e o ganho financeiro sobre o capital investido – ROI (MTIR), assumindo que o valor do transporte tenha valor proporcional somente ao tamanho do sistema fotovoltaico.
2. O ganho financeiro do sistema – MTIR depende do valor da tarifa de energia elétrica cobrada pela empresa distribuidora, pois os únicos ganhos diretos, advindos do sistema durante a sua vida útil, são as economias acumuladas, que derivam das faturas de energia que deixam de ser pagas à rede. Outros ganhos, desta vez indiretos, são os lucros que derivam das aplicações financeiras das economias; estes lucros estão ligados diretamente ao custo do dinheiro (taxa SELIC)
3. Um indicador de rápida utilização, que relaciona o valor da tarifa de energia elétrica com o valor do LCOE, é o chamado Fator de Interesse, que tem um relação direta com o indicador de ganho

financeiro - MTIR: os resultados demonstram que quando o percentual de ganho sobre o capital investido - MTIR - for maior que o nível mínimo aceitável, o Fator de Interesse - FI resulta maior que dois; ao contrário, quando o percentual de ganho for inferior ao mínimo aceitável, o valor do FI é menor que dois. Assim, de posse do valor do LCOE, e conhecendo o valor da tarifa da energia elétrica com taxas, é possível determinar rapidamente se o investidor terá um ganho financeiro aceitável ou não. Os valores do FI para as cinco cidades estão listados na Tabela 19.

4. O valor do LCOE tem relação direta com soma de todos os dispêndios durante a vida útil, e relação inversa com a totalidade de energia gerada durante a vida útil do sistema. Uma localidade com alta irradiação solar tende a ter um valor de LCOE menor do que uma localidade com baixa irradiação solar, pois alta irradiação leva a maior quantidade de energia elétrica produzida, a paridade do tamanho do sistema fotovoltaico.
5. O indicador *payback* - Tempo de retorno do capital investido, limitado pelas premissas relativas ao capital próprio e não ao capital total, financiado ou não, mostra como seja possível ter a devolução do capital próprio, em prazos entre 5 e 8 anos (veja-se Tabela 22). Utilizado como indicador simples e de fácil visualização, os valores de *payback* representam tempos interessantes, comparáveis aos prazos de aplicações no mercado financeiro.

6.3 Apontamento manual dos módulos

O apontamento manual dos módulos não revelou economias apreciáveis durante a vida útil dos sistemas. O único fator financeiro, que aumentou, foi a MTIR de Porto Alegre, sem, porém, atingir o valor considerado mínimo aceitável, nas condições de reajuste anual da tarifa de 4,2% (Tabela 27).

6.4 Validade dos cenários

Foram aplicados vários cenários, que permitiram expandir o horizonte dos resultados no tempo:

1. A alteração da tarifa de energia, acompanhando a possibilidade de ajustes pontuais, em degraus de 10 % para mais e para menos, resultou em variações percentuais aproximadamente iguais para o *payback* e o LCOE. A MTIR teve uma variação de quase meio ponto percentual, para cada 10% de variação da tarifa (veja-se Tabela 21).
2. A alteração do valor do capital investido - CAPEX, como consequência de nacionalização de produtos ou aplicação de

diferentes impostos de importação, em degraus de 10 % para mais e para menos, resultou em variações percentuais aproximadamente iguais para o *payback* e o LCOE, enquanto a MTIR teve uma variação de quase meio ponto percentual, para cada 10% de variação do capital investido (Ver Tabela 23).

O financiamento contratado com juros de 8 %, parcela financiada de 50 % do capital e prazo de amortização de 10 anos mostrou que:

- a) o LCOE piora para todas as localidades, devido à inclusão dos juros sobre as parcelas financiadas;
- b) o *payback* melhora para Belo Horizonte, devido à rápida recuperação do menor capital investido, e piora para todas as outras cidades, para as quais a economia resultante das faturas não pagas é menor daquela de Belo Horizonte, por causa da menor tarifa de energia elétrica;
- c) a MTIR melhora para todas as cidades devido ao menor valor do capital investido (50% no cenário de base).

Outros cinco cenários foram testados para verificar a influência de alterações nos parâmetros de financiamento;

1. Alteração de todos os parâmetros para menos:
 - a) o *payback* piora como consequência do juro baixo; melhora com a parcela financiada menor; piora com o prazo de devolução (amortização) de 6 anos.
 - b) o LCOE melhora com respeito ao cenário financiado de base, quando juros, parcela financiada e prazo de devolução forem nos valores mínimos.
 - c) a MTIR melhora com respeito à situação de capital próprio. Também melhora, com respeito ao cenário de base, na condição de juros a 5%; piora nas outras condições de parâmetros nos valores mínimos.
2. Alteração de todos os parâmetros para mais:
 - a) o *payback* piora com os juros altos e a parcela financiada maior; melhora com o prazo de devolução de 14 anos.
 - b) o LCOE piora em todas as situações de alteração dos parâmetros para os valores máximos.
 - c) a MTIR melhora com respeito à situação de capital próprio, quando os parâmetros de financiamento forem nos valores máximos.

3. Alteração simultânea de dois parâmetros, juro e parcela financiada, mantendo constante o prazo de amortização do empréstimo. Análise efetuada somente para as cidades de Belo Horizonte e Porto Alegre:
- a) o *payback* aumenta quase que linearmente com o aumento dos juros, com gradientes de aumento diferenciados para Belo Horizonte;
 - b) o LCOE aumenta linearmente com a variação dos juros, sem nenhuma diferenciação entre as duas cidades;
 - c) a MTIR diminui com o aumento dos juros. Porto Alegre mostra que a MTIR assume valores aceitáveis somente quando o juro for menor que 9% e a parcela financiada for de 70%.

6.5 Resumo final

Investir em sistemas fotovoltaicos pode ser interessante, independentemente da situação climática do local de instalação, desde que a tarifa aplicada sobre a energia entregue pela distribuidora garanta um Fator de Interesse - FI - de pelo menos 2.

A cidade de Belo Horizonte revelou-se a melhor cidade para investir em fotovoltaica, devido à dois fatores principais: a alta irradiação e a alta tarifa cobrada pela distribuidora de energia elétrica.

A cidade de Porto Alegre, ao contrário, revelou-se pouco interessante para instalar um sistema fotovoltaico residencial. É importante assinalar que, até novembro de 2016, Porto Alegre tinha um FI maior que 2 e esta situação mudou completamente quando a tarifa cobrada pela distribuidora diminuiu 17% em dezembro, por causa de uma atualização da ANEEL que englobou ganhos de produtividade. Isto revela a forte dependência da rentabilidade de um sistema fotovoltaico à tarifa cobrada. Na situação de janeiro de 2017, nem um aumento da tarifa de 10% traria de volta o FI de Porto Alegre para valores maiores que 2.

Outras duas cidades, Brasília e Fortaleza, demonstraram condições favoráveis ao investimento em sistemas fotovoltaicos, tanto em *payback* de 7 anos e MTIR de 13,05% e 12,96% respectivamente, quanto em FI respectivamente de 2,27 e 2,16.

A última cidade, Manaus, está no limite da aceitabilidade com FI de 1,99, *payback* de 7,5 anos e MTIR de 12,59

As duas tecnologia, c-Si e CdTe, não mostraram evidências que sustentem a escolha de uma em detrimento da outra.

O financiamento é válido quando os juros forem mantidos próximos da inflação e a parcela financiada for a menor possível, compativelmente com as necessidades de injeção de capital. O maior e

melhor efeito do financiamento resulta na melhora da taxa de retorno financeiro sobre o investimento - MTIR.

A dinâmica das variações dos preços dos componentes PV e das tarifas cobradas pelas distribuidoras, com viés de baixa para os preços e viés incontroláveis para as tarifas, aconselha a tomar as devidas precauções na hora de definir o interesse a investir. Exemplo das mudanças tarifárias é a diminuição de 17% na tarifa de Porto Alegre e o aumento de 20% na tarifa de Manaus, no final de dezembro de 2016: este ajuste mudou completamente o cenário das duas cidades, elevando Manaus para o patamar de interesse, mesmo que no limiar, e rebaixando Porto Alegre de uma posição favorável para outra de desaconselhável.

Ênfase deve ser colocada nas ações, que resultem em controle do capital investido, incluindo uma participação ativa do investidor residencial, que fiscalize os processos de compra de materiais e a qualidade dos trabalhos de instalação.

6.6 Atendimento dos objetivos

- a) Foi determinado, para todas as localidades escolhidas, o valor do custo de geração da energia elétrica - LCOE e foram quantificadas as variáveis que o condicionam.
- b) Foram examinados e descartados os elementos acessórios que afetam a produtividades, quais os seguidores do Sol, devido às complexidades construtivas do seu uso nas instalações residenciais. No seu lugar foi proposto o uso de estruturas basculantes para que a inclinação dos módulos siga a alteração das estações: o resultado foi positivo somente para Porto Alegre, mas em quantidade desprezível financeiramente, desaconselhando a sua implantação.
- c) Foi constatado que a localização física e as relativas condições climáticas não afetam a produtividades e os resultados financeiros, tendo o efeito de aumentar o capital investido, por causa do consumo das residências, ligado ao condicionamento de ar.
- d) Os indicadores financeiros: *payback*, LCOE e MTIR foram definidos e calculados, demonstrando os resultados sobre o Fator de Interesse - FI - para o investidor.
- e) Foram explorados os efeitos de um possível contrato de financiamento, definindo seis diferentes cenários de variabilidade dos parâmetros principais do financiamento. Neste contexto foram desenvolvidas análises de cenários ampliando o horizonte da validade desta tese.

- f) Foi definido um procedimento para modelar as residências, para o estudo de caso, utilizando um modelo próprio para a avaliação financeira dos sistemas fotovoltaicos residenciais completa e reproduzível para outras localidades.

6.7 Possível continuidade futura

O modelo desenvolvido, baseado no uso de planilhas Excel e de macro de cálculo, foi costurado nas necessidades desta pesquisa.

Um próximo passo poderia incluir a transformação dos conceitos utilizados, para um software de análise econômica com interfaces amigáveis e geração de relatórios de fácil interpretação.

Artigos publicados

Ao longo do desenvolvimento desta tese, até a data de abril de 2017, foram publicados ou estão em fase de revisão alguns artigos listados a seguir:

Data	DOI	Título	Editora
2014	Apresentação em congresso	Avaliação do potencial da geração fotovoltaica em diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira	V CBENS
2015	http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.045	The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil	Renewable Energy (Elsevier Science)
2016	Apresentação em congresso.	Avaliação de um sistema fotovoltaico sob a ótica da tecnologia e da localização geográfica	VI CBENS
2017	Em fase de revisão	The influence of different irradiation databases on the assessment of the return of capital invested in residential PV Systems installed in different locations of the Brazilian territory	Solar Energy (Elsevier Science)

REFERÊNCIAS

AGGARWAL, V. **Solar Marketplace Intel Report 2015**. EnergySage Solar Research. <https://www.energysage.com/data/>. 2015

ALCÂNTARA, M. V. P.; PEREIRA DA SILVA, L. C.; GERALDI, D. **Energy Efficiency in Smart Grids**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On. IEEE. São Paulo: IEEE 2013.

AMI. **SolarBridge MicroInverter.**

<http://www.australianmicroinverters.com.au/products/micro-inverters/solarbridge-microinverter/> 2015.

ANEEL. RN482/2012. **Resolução Normativa**, 2012.

_____. PorDentrodaContadeLuz_2013.pdf. ANEEL, 2013.

_____. **ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída.** ANEEL.

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf> 2014.

_____. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação institucional.**

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=636> 2015a.

_____. **ANEEL - Bandeiras tarifárias.** ANEEL.

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758> 2015b.

_____. **ANEEL - Comparativo entre Tarifa Branca e tarifa**

convencional. ANEEL. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781> 2015c.

_____. **Atualização RN482 para RN687-2015.** ANEEL 2015d.

_____. **Tarifa Média por Classe de Consumo e por Região.**

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>. 2015e

_____. **Ranking das Tarifas - ANEEL.** ANEEL.

<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas> 2016a.

_____. **Tarifa Branca - ANEEL.** ANEEL. <http://www.aneel.gov.br/aneel> 2016b.

ANZANELLO, M. J.; FOGLIATTO, F. S. Curvas de aprendizado.

Estado da arte e perspectivas de pesquisa. **Gest. Prod. São carlos**, v. 14, n. 1, 2007.

APPLEYARD, D. PV Trackers Seek Their Place in the Sun -

Renewable Energy World. **Renewable Energy World International**, v. 14, n. 5, 2011.

ASTE, N.; DEL PERO, C.; LEONFORTE, F. PV technologies performance comparison in temperate climates. **Solar Energy**, v. 109, p. 1-10, 2014. ISSN 0038092X.

ASTM. **Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances**. <http://compass.astm.org/download/G173.22334.pdf>: ASTM. G173 – 03 2012.

BALL, J. M.; LEE, M. M.; HEY, A.; SNAITH, H. J. Low-temperature processed meso-superstructured to thin-film perovskite solar cells. **Energy & Environmental Science**, v. 6, n. 6, p. 1739, 2013. ISSN 1754-5692
1754-5706.

BAZILIAN, M.; ONYEJI, I.; LIEBREICH, M.; MACGILL, I.; CHASE, J.; SHAH, J.; GIELEN, D.; ARENT, D.; LANDFEAR, D.; ZHENGRONG, S. Re-considering the economics of photovoltaic power. **Renewable Energy**, v. 53, p. 329-338, 2013. ISSN 09601481.

BIANCHINI, A.; GAMBUTI, M.; PELLEGRINI, M.; SACCANI, C. Performance analysis and economic assessment of different photovoltaic technologies based on experimental measurements. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1-11, 2016. ISSN 09601481.

BIRD, R. E.; RIORDAN, C. Simple Solar Spectral Model for Direct and Diffuse Irradiance on horizontal and Tilted Planes at the Esrt's Surface for Cloudless Atmospheres. **Jurnal of Climate and Applied Meteorology**, v. 25, p. 87 - 97, 1985.

BLAIR, N.; DOBOS, A.; FREEMAN, J.; NEISES, T.; WAGNER, M. **SAM - System Advisor Model**. NREL. <http://sam.nrel.gov>: 27/07/2014. 2014

BLANC, P.; ESPINAR, B.; GEUDER, N.; GUEYMARD, C.; MEYER, R.; PITZ-PAAL, R.; REINHARDT, B.; RENNE, D.; SENGUPTA, M.; WALD, L.; WILBERT, S. Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue. **Solar Energy**, v. 110, p. 561-577, 2014. ISSN 0038092X.

BONY, L.; DOIG, S.; HART, C.; MAURER, E.; NEWMAN, S.
Achieving Low Cost Solar PV. RMI - Rocky Mountain Institute.
<http://www.rmi.org/Content/Files/BOSReport.pdf>. 2010

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4470-4482, 2011. ISSN 13640321.

BRIANO, J. I.; BÁEZ, M. A. J. S.; MORALES, R. O. M. **PV grid parity monitor - residential sector - issue 3**. CREARA.
http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv_grid_parity_monitor_-_residential_sector_-_issue_3.pdf.
 2015

BRONSKI, P. C., J.; GUCCIONE, L.; MADRAZO, M.; MANDEL, J.; RADER, B.; SEIF, D.; LILIENTHAL, P.; GLASSMIRE, J.; ABROMOWITZ, J.; CROWDIS, M.; RICHARDSON, E.; TOCCO H.,
 RMI - The Economics of Grid Defection. **RMI**, 2014.

_____. **RMI - The Economics Of Load Defection. How Grid-connected Solar-Plus Battery Systems will compete with Traditional Electric Service, why it matters, and possible paths forward. Full report**. RMI - Rocky Mountain Institute. Boulder, Colorado. 2015

BURGER, A. **Energy Storage Emerges as an All-Purpose Grid Asset**.
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/11/energy-storage-emerges-as-an-all-purpose-grid-asset?page=all>: November, 19, 2014. 2014

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32-45, 2006. ISSN 0038092X.

CAI, D. W. H.; ADLAKHA, S.; LOW, S. H.; DE MARTINI, P.; MANI CHANDY, K. Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. **Energy Policy**, v. 62, p. 830-843, 2013. ISSN 03014215.

CARNEGIE, R.; GOTHAM, D.; NDERITU, D.; PRECKEL, P. V.
Utility Scale Energy Storage Systems.

http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/SUFG/publications/SUFG_Energy_Storage_Report.pdf: State Utility Forecasting Group 2013.

CARVALHO, A. L. C. D. **Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas**. 2014. Master (Master). Departamento de Engenharia elétrica, UFMG, <http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1083M.PDF>.

COHON, J. L.; CROPPER, M. L.; CULLEN, M. R.; DRAKE, E. M.; ENGLISH, M. R.; FIELD, C. B.; GREENBAUM, D. S.; HAMMITT, J. K.; HENDERSON, R. F.; KLING, K. L.; KRUPNICK, A. J.; LEE, R.; MATTEWS, H. S.; MCKONE, T. E.; METCALF, G. E.; NEWELL, R. G.; REVESZ, R. L.; WING, I. S.; SURLLES, T. G. **Hidden Cost of Energy. Unpriced Consequence of Energy Production and Use**. www.nap.edu: 2010. ISBN 978-0-309-14640-1.

COLLE, S.; PEREIRA, E. B. **Atlas de irradiação solar do Brasil**. 1. INMET, 1998.

DAVIDSON, C.; JAMES, T. L.; MARGOLIS, R.; FU, R.; FELDMAN, D. **U.S. Residential Photovoltaic (PV) System Prices, Q4 2013 Benchmarks**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62671.pdf>. 2014

DEGER. **Case studies - DEGER**. DEGER. <http://www.degerenergie.de/en/case-studies.html> 2009.

DIMROTH, F. **30.2 Percent Efficiency – New Record for Silicon-based Multi-junction Solar Cell — Fraunhofer ISE.pdf**>. ISE, F. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2016/30-2-percent-efficiency-new-record-for-silicon-based-multi-junction-solar-cell> 2016.

DOE. **EnergyPlus Energy Simulation Software - Legacy OpenStudio Plug-in**. http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/?utm_source=EnergyPlus&utm_medium=redirect&utm_campaign=EnergyPlus%2Bredirect%2B1 2014.

_____. **Levelized Cost of Energy (LCOE)**. 2016

DU, Y.; LU, D. D.-C. Battery-integrated boost converter utilizing distributed MPPT configuration for photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 85, n. 9, p. 1992-2002, 2011. ISSN 0038092X.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. **Energy Procedia**, v. 33, p. 311-321, 2013. ISSN 18766102.

DUNN, B.; KAMATH, H.; TARASCON, J. M. Electrical Energy Storage for the Grid. A Battery of Choices. **Science**, v. 334, 2011.

EIA. **EIA - Electricity Data. Electric Power Monthly**. ANALYSIS, I. S. A.

http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_03 2015.

ENERGYPLUS. **EngineeringReference**. 2013.

EPRI. **Financial Incentives for Development of IGCC. A Coal-Fleet Working Paper**. Senate Committee on Energy & Natural Resources Bipartisan Coal Conference March 10, 2005. Washington DC: Electric Power Research Institute EPRI 2005.

EXESOLAR. **Exe Solar Catalogo2016_eng**. SOLAR, E. <http://www.exesolar.com/it/cmspre/downloads/4.html> 2016.

FELDMAN, D.; BARBOSE, G.; MARGOLIS, R.; BOLINGER, M.; CHUNG, D.; FU, R.; SEEL, J.; DAVIDSON, C.; WYSER, R. **Photovoltaic System Pricing Trends**. NREL. 2015

FELDMAN, D.; BARBOSE, G.; MARGOLIS, R.; JAMES, T.; WEAVER, S.; DARGHOUTH, N. M.; FU, R.; DAVIDSON, C.; BOOTH, S.; WISER, R. **Photovoltaic System Pricing Trend**. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf>. 2014

FIRSTSOLAR. **First Solar Achieves World Record 18.6 % Thin Film Module Conversion Efficiency**. SOLAR, F.

http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/17970549x0x835365/CC4BD384-561C-4227-AF46-17DF25ECEAB8/FSLR_News_2015_6_15_English.pdf 2015.

_____. **First Solar Achieves Yet Another Cell Conversion Efficiency World Record.** SOLAR, F. 2016.

FLICKER, J. **PV Inverter Performance and Component Level Reliability.** http://www.nrel.gov/pv/pdfs/2014_pvmrw_35_flicker.pdf: August, 2014. 2014

FRONIUS. **Inverter with multiple MPP trackers. Requirements and State of the Art Solutions.** FRONIUS.
http://www.fronius.com/cps/rde/xbc/SID-1148EF51-E86FAADA/fronius_international/SE_TA_Inverter_with_multiple_MP_P_trackers_EN_320367_snapshot.pdf: Dietmar Staudacher 2013.

FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica análise crítica e proposições metodológicas.** 2010. (Doutor). Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica Universidade de São Paulo - USP,
http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_Sergio_Fu_gimoto.pdf.

GALLAGHER, B. **US-PV-System-Pricing-H2-2016_ES.**
RESEARCH, G. <https://www.greentechmedia.com/research/report/us-solar-pv-system-pricing-h2-2016>: gtmresearch 2016.

GAN, P. Y.; LI, Z. Quantitative study on long term global solar photovoltaic market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 46, p. 88-99, 2015. ISSN 13640321.

GENERALCABLE. **Exzhellent Solar Cabos para Instalações Fotovoltaica.** CABLE, G. 2015.

GITMAN, L., J. **Principios de Administração Financeira.** 10a. ISBN-85-88639-12-2: 2004. ISBN 85-88639-12-2.

GOOGLE. **download google sketchup 8 grátis.** <http://google-sketchup.br.uptodown.com/download/22553> 2015.

GRANA, P.; GIBBS, P. **The 3 Best Ways to Optimize a Commercial PV System - Greentech Media.**

<http://www.greentechmedia.com/articles/read/The-3-Best-Ways-to-Optimize-a-Commercial-PV-System>. 2015

GREEN, M. A. General Temperature Dependence of Solar Cells. Performance and Implications for Device Modelling. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, 2003.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (Version 45). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 1, p. 1-9, 2015. ISSN 10627995.

GTMRESEARCH. **US Solar Market Insight - Q1 2015 - Executive Summary.** GTM Research.

<http://forms.greentechmedia.com/Extranet/95679/forms.aspx?msgid=02b73fa5-9280-44db-a250-f3bb52915fe9&LinkID=CH00095679eR00000030AD&source=article>. 2015

GUEYMARD, C. A. **From global horizontal to global tilted irradiance - how accurate are solar energy engineering predictions in practice.** Solar 2008 Conference. SOCIETY, A.-A. S. E. San Diego, CA 2008.

HALES, R. L. **When Do Solar Panels Stop Producing.** Clean Technica. http://cleantechnica.com/2015/11/20/solar-panels-stop-producing/?utm_source=Cleantechnica+News&utm_medium=email&utm_campaign=36d73064e0-RSS_EMAIL_CAMPAIGN&utm_term=0_b9b83ee7eb-36d73064e0-332070897 2015.

HAUGWITZ, F. **China registers 34 GW of new PV capacity in 2016.**

http://www.photon.info/en/news/china-registers-34-gw-new-pv-capacity-2016?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=P_HOTON_Newsletter_-_International_edition_from_January_19%2C_2017&newsletter=PHOTON_Newsletter_-_International_edition_from_January_19%2C_2017: January 18, 2017. 2017

IEA. **IEA-PVPS - Trends 2015**. 2015. (ISBN 978-3-906042-37-4)

_____. **A Snapshot of Global PV - 1992-2015 - Final**. IEA - International Energy Agency. [http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS - A Snapshot of Global PV - 1992-2015 - Final.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2015_-_Final.pdf). 2016

IEC. **Electrical Energy Storage. White Paper**. International Electrotechnical Commission. <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>. 2011

KAIZUKA, I. **PV Industry Trends 2016**. ISES Webinar 2016.

KANTAMNENI, A.; WINKLER, R.; GAUCHIA, L.; PEARCE, J. M. Emerging economic viability of grid defection in a northern climate using solar hybrid systems. **Energy Policy**, v. 95, p. 378-389, 2016. ISSN 03014215.

KATZER, J.; ANSOLABEHERE, S.; BEER, J.; DEUTCH, J.; ELLERMAN, A. D.; FRIEDMANN, S. J.; HERZOG, H.; JACOBY, H. D.; JOSKOW, P. L.; MCRAE, G.; LESTER, R.; MONIZ, E. J.; STEINFELD, E. **The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study**. Boston, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2007. ISBN ISBN 978-0-615-14092-6.

KONZEN, G.; SCHEIDT, P.; KRENZ, P. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica - Edição 2015 de Instituto ideal**. IDEAL. http://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_15090_1_final. 2015

KORCAJ, L.; HAHNEL, U. J. J.; SPADA, H. Intentions to adopt photovoltaic systems depend on homeowners' expected personal gains and behavior of peers. **Renewable Energy**, v. 75, p. 407-415, 2015. ISSN 09601481.

KRENZ, P. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica - 2015**. IDEAL. www.americadosol.org/estudos/institutoideal.org/biblioteca. 2015

KRENZINGER, A. RADIASOL. www.solar.ufrgs.br, 2012.
Disponível em: < www.solar.ufrgs.br >.

KRENZINGER, A.; BUGS, R., CARVALHO. **RADIASOL2. Software para sintetizar dados de radiação solar. IV ISES CLA and XVII - SPES.** UFRGS. Cuco - Peru 2010.

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, 2015. ISSN 09601481.

LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil.** 2013. 300 (Doutorado). Departamento de Energia elétrica, Brasília, ENE/FT/UnB.

LOMBORG, B. **Smart Solutions to Climate Change. Comparing Costs and Benefits.** 2010. ISBN 978-0-521-13856-7.

LOOCK, M. Going beyond best technology and lowest price: on renewable energy investors' preference for service-driven business models. **Energy Policy**, v. 40, p. 21-27, 2012. ISSN 03014215.

LUOMA, J.; KLEISSL, J.; MURRAY, K. Optimal inverter sizing considering cloud enhancement. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 421-429, 2012. ISSN 0038092X.

MA, J. **Reliability and maintainability in photovoltaic inverter design.** Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), 2011 Proceedings - Annual. XPLORE, I. Lake Buena Vista, FL: IEEE 2011.

_____. 3-Component-Reliability. 2013 Inverter Reliability Workshop - Electric Power Research Institute, 2013, Sandia National Laboratories. Schneider Electric.

MANOEL, P. S.; KONZEN, G. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013.** IDEAL.

http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2014/11/2014_ideal_mercadoGDFV.pdf. 2014

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. 31st IEEE Photovoltaics Specialists. NREL. Lake Buena Vista, Florida 2005.

MARTIN, J. R. **What is a Learning Curve**. Management and Accounting Web. <http://maaw.info/LearningCurveSummary.htm>: University of South Florida. 2016 sem data.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. **Solar Energy**, v. 81, n. 4, p. 517-528, 2007. ISSN 0038092X.

MAYER, J. N.; PHILIPPS, S.; HUSSEIN, S., NOHA ; SCHLEGL, T.; SENKPIEL, C. **Current and Future Cost of PV**. **Feb2015**. Fraunhofer ISE. 2015

MEI, A.; LI, X.; LIU, L.; KU, Z.; LIU, T.; RONG, Y.; XU, M.; HU, M.; CHEN, J.; YANG, Y.; GRATZEL, M.; HAN, H. A hole-conductor-free, fully printable mesoscopic perovskite solar cell with high stability. **Science**, v. 345, n. 6194, p. 295-8, Jul 18 2014. ISSN 1095-9203 (Electronic) 0036-8075 (Linking). Disponível em: < <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/25035487> >.

MERCOM. **MercomSolarQuarterlyMarketUpdateNov2016**. Mercom Capital Group. 2016

MINTS, P. **Solar Flare**. SPV Market Research October 31, 2016. 2016

MINTS, P.; CARGILL, P.; RUNYON, J.; VALENZA, T. **REW - A Solar Installation Guide For PV Installer Success**. Renewable Energy World Magazine. <http://www.renewableenergyworld.com/special-reports/a-solar-installation-guide-for-pv-installer-success.html?eid=289327918&bid=1227094>. 2015

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, p. 688-694, 2012. ISSN 03014215.

MME/EPE. **Projeções da demanda de energia elétrica. 2008-2017.**
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/20080416_3.pdf. 2008

_____. **Projeções da demanda de energia elétrica (2013-2022).** EPE.
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf 2012.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014.** EPE.
<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anuario%20Estat%20C3%ADstico%20de%20Energia%20Elétrica%202014.pdf>.
2014a

_____. **Balanco Energético Nacional 2014.** EPE. Brasília: EPE
2014b.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015.** EPE.
<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anuario%20Estat%20C3%ADstico%20de%20Energia%20Elétrica%202015.pdf>: EPE
2015a.

_____. **Balanco Energético Nacional 2015.** EPE.
https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf
2015b.

_____. **Balanco Energético Nacional 2016.** MME/EPE.
https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf: EPE
2016.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** UFSC: 2013. 2013. (Master thesis)

MORÃES, R. M. D. **Processamento de Imagens de Sensoriamento Remoto.** CCEN - UFPB - Campus I - João Pessoa. 1999

MORAIS, L. **Brazil denies schedule changes for 689 MW of solar projects - SeeNews Renewables**. RENEWABLES, S. N.
https://renewables.seenews.com/news/brazil-denies-schedule-changes-for-689-mw-of-solar-projects-544039?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=PHOTON+Newsletter+-+International+edition+from+October+24%2C+2016+&newsletter=PHOTON+Newsletter+-+International+edition+from+October+24%2C+2016+. 2016 2016.

MULLER, M.; MARION, B.; KURTZ, S.; GHOSAL, K.; BURROUGHS, S.; LIBBY, C.; ENBAR, N. A side-by-side comparison of CPV module and system performance. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, 2016.

NAP. **Analytic Research Foundations for the Next-Generation Electric Grid**. NAP.
http://www.nap.edu/download.php?record_id=21919 2016.

NORDENG, A.; DIMANTCHEV, E.; CHAI, H.; SØRHUS, I.; KOLOS, M.; SIMJANOVIC, J.; CHISTYAKOVA, O.; LAWSON, A. **Carbon 2014**. 2014

NOTTON, G.; PAOLI, C.; VASILEVA, S.; NIVET, M. L.; CANALETTI, J.-L.; CRISTOFARI, C. Estimation of hourly global solar irradiation on tilted planes from horizontal one using artificial neural networks. **Energy**, v. 39, n. 1, p. 166-179, 2012. ISSN 03605442.

NOWAK, S. **IEA Trends 2015 in Photovoltaic Applications**. IEA - International Energy Agency. http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf. 2015

NREL. **Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)**. NREL, U. N. E. P. U.-. <http://en.openei.org/apps/SWERA/>: openei.org 2015.

NYKVIST, B. Ten times more difficult: Quantifying the carbon capture and storage challenge. **Energy Policy**, v. 55, p. 683-689, 2013. ISSN 03014215.

ONDRACZEK, J.; KOMENDANTOVA, N.; PATT, A. WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. **Renewable Energy**, v. 75, p. 888-898, 2015. ISSN 09601481.

ONE, P. **Renewable energy solutions terms and conditions of sale**. [http://www.power-one.com/filebin/flipbooks/RE_EMEA_APAC_2013_EN/index.html - 106](http://www.power-one.com/filebin/flipbooks/RE_EMEA_APAC_2013_EN/index.html-106) 2013.

PACHAURI, R. K. The IPCC Energy Assessment. **Energy Policy**, 1996.

PAN, Z.; PENG, F. Z. **Harmonics optimization of the voltage balancing control for multilevel converter-inverter systems**. Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2004 IEEE. Seattle, WA, USA 2004.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. ISBN-978-85-17-00030-0: 2006. ISBN 978-85-17-00030-0.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHEN, P.; STEWART, R.; MENICUCCI, D. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221-231, 1987.

PESHEK, T. J. Separating myths from reality in PV inverter reliability. SDLE Reliability workshop, CWRU, 2012.

PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; TEODORESCU, R.; VEERACHARY, M.; VITELLI, M. Reliability Issues in Photovoltaic Power Processing Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 7, 2008.

PHILIPPS, S.; WARMUTH, W. **Photovoltaics Report, updated: 26 August 2015**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>: 26 August 2015. 2015

_____. **Photovoltaics Report. October 20, 2016**. Fraunhofer - ISE. 2016

PHOTONCONSULTING. **Will China be déjà vu all over again**. CONSULTING, P. personal e-mail: Photon Consulting 2016.

PHOTONINFO. **First Solar decrease net sales significant and lowers 2016 guidance**. PHOTON.INFO. [http://www.photon.info/en/news/first-solar-decrease-net-sales-significant-and-lowers-2016-guidance?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=PHOTON Newsletter - International edition from November 3%2C 2016&newsletter=PHOTON Newsletter - International edition from November 3%2C 2016](http://www.photon.info/en/news/first-solar-decrease-net-sales-significant-and-lowers-2016-guidance?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=PHOTON+Newsletter+-+International+edition+from+November+3%2C+2016&newsletter=PHOTON+Newsletter+-+International+edition+from+November+3%2C+2016) 2016.

PHOTONINTERNATIONAL. **Photon International 2015-11** 2015.

_____. **Photon International 2016-06**. Photon International 2016a.

_____. **PHOTON_I_2016-10**. Photon International. 10-2016 2016b.

_____. **Photon International 2017-01**. Photon International 2017.

PRIEB, C. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. (Doutorado). Engenharia mecânica, UFRGS, <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/prieb2.pdf>.

PUPOLS, M. **UCLA chemists devise technology that could transform solar energy storage**. UCLA. <http://newsroom.ucla.edu/releases/ucla-chemists-devise-technology-that-could-transform-solar-energy-storage> 2015.

RAUGEL, M. **Methodological Guidelines on Net Energy Analysis of Photovoltaic Electricity**. IEA. http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5Bsort_crdate%5D=DESC. 2016

RAUSCHENBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion**. Springer, 2012. ISBN 9789401179157.

REICHELSTEIN, S.; SAHOO, A. **Time of Day Pricing and the Levelized Cost of Intermittent Power Generation**: Stanford University 2013.

REN21. **Renewables 2016. Global Status Report**. Ren21 Secretariat. Paris. 2016. (ISBN 978-3-9818107-0-7)

REUTERS, T. **Annual Carbon Report 2015**. http://trmcs-documents.s3.amazonaws.com/f04056bbf36d51acaba751686d55e166_20150513074516_Annual_Carbon_Report_FINAL_v2.pdf. 2015

RHODES, J. D. **When Will Rooftop Solar Be Cheaper Than The Grid. Here's A Map**. Renewable Energy World Magazine. <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/04/when-will-rooftop-solar-be-cheaper-than-the-grid-here-s-a-map.html?cmpid=renewable0482016&eid=291157412&bid=1363264>: Renewable Energy.world.com 2016.

RODRIGUES, M. **10 Carros Elétricos com Maior Autonomia de 2015-2016**. SUSTENTÁVEL, E. <https://energiasustentavel.pt/10-carros-eletricos-com-maior-autonomia-2015-2016/>. 2016 2016.

ROWLANDS, I. H.; KEMERY, B. P.; BEAUSOLEIL-MORRISON, I. Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1397-1409, 2011. ISSN 03014215.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**. UFSC / LABSOLAR, 2004. ISBN 85-87583-04-2. Disponível em: < <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf> >.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011. ISSN 03014215.

SALVATORE, J. World Energy Perspective. Cost of Energy Technologies. In: COUNCIL, W. E., 22nd World Energy Congress, 2013, Daegu, Korea.

SERVICE, R. F. Perovskite solar cells. **Science**, v. 354, n. 6317, p. 1214-1215, 2016.

SHAHAN, Z. **Tesla Powerwall and Powerpacks Per-kWh. Lifetime Prices vs Aquion Energy, Eos Energy, and Imergy.** CLEANTECHNICA. <http://cleantechnica.com/2015/05/09/tesla-powerwall-powerblocks-per-kwh-lifetime-prices-vs-aquion-energy-eos-energy-imergy/>. 2015 2015a.

_____. **Tesla Powerwall Price vs Battery Storage Competitor Prices (Residential & Utility-Scale).** *Clean Technica*. CLEANTECH. <http://cleantechnica.com/2015/05/07/tesla-powerwall-price-vs-battery-storage-competitor-prices-residential-utility-scale/>. 2015 2015b.

SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. **Journal of Applied Physics**, v. 32, n. 3, p. 510, 1961. ISSN 00218979.

SOLAR, F. **First Solar Achieves World Record 18.6 % Thin Film Module Conversion Efficiency.** SOLAR, F. http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/17970549x0x835365/CC4BD384-561C-4227-AF46-17DF25ECEAB8/FSLR_News_2015_6_15_English.pdf 2015.

SOLAREEDGE. **Power Optimizer - SolarEdge.** SOLAREEDGE. <http://www.solareedge.com/groups/powerbox-power-optimizer> 2015.

STROIEKE, R. E.; FOGLIATTO, F. S.; ANZANELLO, M. J. Estado da arte das aplicações de curvas de aprendizado. **Gest. Prod. São Carlos**, v. 20, n. 3, 2013.

SWERA-OPENCARTO. **Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)**. SWERA. <http://en.openei.org/apps/SWERA/> 2016.

TATHAVADEKAR, M. C.; AGARKAR, S. A.; GAME, O. S.; BANSODE, U. P.; KULKARNI, S. A.; MHAISALKAR, S. G.; OGALE, S. B. Enhancing efficiency of perovskite solar cell via surface microstructuring: Superior grain growth and light harvesting effect. **Solar Energy**, v. 112, p. 12-19, 2015. ISSN 0038092X.

THEVENARD, D.; PELLAND, S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Solar Energy**, v. 91, p. 432-445, 2013. ISSN 0038092X.

TSSOLAR. **Tecnosun Solar Company brochure**. SOLAR, T. http://www.tsssolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/Company_brochure.pdf 2015.

URBANETZ, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: Sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. (Doutorado). Engenharia Civil, UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

VELOSA, A. I. **What Is Inside Your LCOE Assumptions**. <http://mercomcapital.com/what-is-inside-your-lcoe-assumptions>. 2014

VIANA, T. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. **Tese**, 2010.

WEHR, G. **Desenvolvimento e comparação de células solares n+pn+ e n+pp+ em silício multicristalino**. 2011. (Doutor). PGETEMA, PUCRS - Pontificia Unifersidade Católica, PUCRS.

WENE, C.-O. **Experience Curves for Energy Technology Policy**. IEA. <http://www.wenergy.se/pdf/curve2000.pdf> 2000.

WESTON, J. F.; BRIGHAM, E. F. **Fundamentos da Administração Financeira**. ISBN-85-346-0795-8: 2004. ISBN 85-346-0795-8.

YORDANOV, G. H.; MIDTGÅRD, O. M.; SAETRE, T. O.; NIELSEN, H. K.; NORUM, L. E. Overirradiance (Cloud Enhancement) Events at High Latitudes. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, n. 1, p. 271-277, 2013. ISSN 2156-3381
2156-3403.

YU, C. F.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; ALSEMA, E. A. Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 324-337, 2011. ISSN 13640321.

Apêndice 1

Perdas informadas pelo *software* PVsyst

Fator IAM	<i>Incidence angle modifier (IAM)</i> , é um efeito ótico de perda por reflexão inclinada, que corresponde à redução da intensidade da irradiação, que atinge os módulos, com respeito à irradiação normal.
Fator sujeira	A sujeira nos módulos pode ser definida como % do STC, em valores anuais ou mensais. Valor default 3%.
Nível irradiância	A eficiência nominal dos módulos é especificada para as condições STC (1000 W/m^2), mas diminui com a irradiância, de acordo com o modelo padrão fotovoltaico.
Temperatura	Comportamento térmico do conjunto fotovoltaico: as condições STC são definidas para 25°C , mas os módulos trabalham em temperaturas muito mais altas. Para células de silício a perda é de $-0.4 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ no ponto de máxima potência; Para células de filme fino a perda é $-0.2 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ no ponto de máxima potência.
Qualidade do módulo	Variação da eficiência média com respeito às especificações do fabricante. Valor default 2,5%.
Degradação pela luz	Perdas iniciais dos módulos nas primeiras horas de exposição à luz. Valor típico 2%.
Descasam. módulos	Perda por descasamento. O valor definido é fixo. Valor típico 0,8%.
Perdas fiação	Efeito térmico que resulta em queda de tensão no diagrama I/V do conjunto fotovoltaico. O efeito não é o mesmo caso dos módulos operarem no ponto de máxima potencia ou com tensão fixa. Neste último caso as perdas dependem do valor de sobre-tensão com respeito à tensão de trabalho.
Eficiência inversor	Perdas do inversor durante a operação.
Potência nominal	Perdas do inversor quando a potência é abaixo da mínima.

Limite potência	Perdas do inversor devido a superação dos limites de potência.
Tensão nominal	Perdas do inversor quando a tensão for abaixo da nominal.
Limite de tensão	Perdas do inversor devido ao limite de tensão.
Indisponibilidade	Horas de inatividade. Valor default 2%.