

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

Alexandre de Albuquerque Montenegro

**AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A
RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES URBANAS NO BRASIL**

Florianópolis

2013

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA CIVIL - PPGE**

Alexandre de Albuquerque Montenegro

**AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A
RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES URBANAS NO BRASIL**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis

2013

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

Montenegro, Alexandre

Avaliação do retorno do investimento em sistemas
fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares
urbanas no Brasil / Alexandre Montenegro ; orientador,
Ricardo Rüther - Florianópolis, SC, 2013.
175 p.

Disserta  o (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Gradua  o em
Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. sistemas fotovoltaicos. 3.
análise retorno investimento. 4. integra  o    arquitetura.
5. microgera  o urbana. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Gradua  o em
Engenharia Civil. III. Título.

Alexandre de Albuquerque Montenegro

**AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A
RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES URBANAS NO BRASIL**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Florianópolis, 14 de junho 2013.

Prof. Roberto Caldas de Andrade Pinto, Dr. Eng.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Ricardo Rütther, Ph.D.
Orientador

Prof. Dr.-Ing João Tavares Pinho
Universidade Federal do Pará - UFPA

Prof. Fernando Oscar Ruttkay Pereira, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. José Ripper Kós, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

A meus pais Magno e Eveline por seu amor e apoio.

Agradecimentos

Ao Prof. Ricardo Rüther, pela orienta  o, pela paciência, e por todo o conhecimento compartilhado tanto ao longo dos anos em que foi desenvolvido este trabalho – quando já estava estruturado o Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar (Grupo Fotovoltaica), do Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) – quanto ao longo dos anos que desenvolv  mos os projetos de P&D na área fotovoltaica no Laboratório de Energia Solar (Labsolar), do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC. Desde l   você sempre buscou incentivar seus orientandos a ter espírito crítico e melhorar a cada dia como pesquisadores, ao mesmo tempo que sempre se preocupou também em dar apoio mesmo em questões mais pessoais.

Ao Prof. Roberto Lamberts, coordenador do Laboratório de Eficiência Energética em Edifica  es (LabEEE), do Departamento de Engenharia Civil da UFSC, por disponibilizar o espaço para o desenvolvimento deste trabalho, e a todos os amigos do LabEEE-UFSC, por propiciarem um ambiente de trabalho sempre agradável e de colabora  o mútua.

   Priscila Braun-Grabolle, por toda a ajuda nesse trabalho, tanto durante os anos que trabalhamos juntos quanto depois. E pela grande amizade, mesmo com a distância.

Aos amigos do Grupo Fotovoltaica-UFSC, que muito colaboraram no desenvolvimento desse trabalho, com agradecimentos especiais    Elisângela Pinheiro, André Nobre, Larissa de Souza, Andriago Filippo e Lucas Nascimento.

   Gilva L. Rossi e ao Gonçalo M. Coelho, por todo apoio e amizade, e por estarem sempre prontos a ajudar quando eu precisava de mais faturas de energia elétrica de vocês para análises.

A todos os amigos e amigos-de-amigos que enviaram cópias das faturas de energia elétrica de suas residências, viabilizando uma análise mais criteriosa para as vinte sete capitais brasileiras.

Ao Sr. Celso Pazinato, Auditor Fiscal da Receita Estadual de Santa Catarina, por todo o tempo dedicado ao esclarecimento de minhas

dúvidas quanto à tributação do ICMS para microgeração urbana.

Ao Eng. Pablo C. Carena, da CELESC Distribuição, por toda atenção dispensada ao esclarecimento de dúvidas sobre os requisitos para a conexão de microgeradores de energia ao sistema elétrico da CELESC Distribuição.

Ao Sr. Daniel Vieira, Especialista em Regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, pelos esclarecimentos sobre detalhes da regulamentação da microgeração urbana.

A meus pais, Magno e Eveline, e a minhas irmãs, Jeritza e Isabelle Montenegro, por todo o amor e incentivo.

Ao Estevan A. P. Miranda, por todo o apoio, companheirismo e paciência. Por sempre conseguir me fazer ficar bem.

Ao amigo William D. Fonseca, por ter se mostrado um grande irmão, principalmente nos últimos meses. Um agradecimento especial a você também pela imensa e intensa ajuda para que eu conseguisse apresentar esse trabalho em Latex.

Às amigas Valéria Isoppo, Priscila Rohden, Cláudia Morishita, Paula Albuquerque e Juliana Barbi, e ao amigo Fábio Luiz Kuntze. Sem o apoio e a amizade de vocês, o caminho seria bem mais difícil.

"You wouldn't believe how quiet it is at night."

Lynn Williams

Resumo

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia para análise de retorno do investimento para Sistemas Fotovoltaicos (FV) Conectados à Rede e Integrados à Edificação (Sistemas FV-CRIE) instalados no Brasil. A metodologia desenvolvida considera diversos cenários e condições, permitindo assim variações: (1) na irradiação solar incidente no plano dos módulos FV, (2) no percentual da energia FV gerada que é injetada na rede elétrica pública, (3) no valor do investimento inicial, (4) nos custos ao longo dos 25 anos de operação do sistema e (5) na taxa de aumento anual considerada para a tarifa de energia elétrica cobrada do consumidor em análise. Na metodologia desenvolvida, as análises de fluxo de caixa são feitas na base mensal, e são também considerados na base mensal tanto a geração do sistema FV-CRIE quanto o consumo da edificação à qual o sistema está integrado. Para todas as condições e cenários estabelecidos na metodologia, são calculados o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno do investimento. Neste trabalho são apresentados também os resultados da aplicação desta metodologia a sistemas FV-CRIE teóricos, instalados em residências unifamiliares em cada uma das 27 capitais brasileiras, com análises mais aprofundadas para Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG). Observou-se um grande impacto da redução na tarifa residencial de jan.2013 (no mínimo 18% para todas as capitais, com exceção de Macapá-AP) sobre a viabilidade econômica dos sistemas FV-CRIE, e um impacto bastante considerável também pela cobrança de impostos sobre a energia gerada pelo sistema FV-CRIE que seja injetada na rede elétrica de distribuição. Considerando os valores atualmente mais realísticos para o investimento inicial, os custos variáveis e os custos evitados (pela redução no consumo de energia da rede elétrica), chegou-se à conclusão de que, na condição e cenário considerados também como mais realísticos, o retorno do investimento é excessivamente longo para todas as 27 capitais, considerando um sistema FV-CRIE de 1 kWp e consumo de 250 kWh/mês. Caso não houvesse a cobrança de impostos sobre a energia injetada na rede elétrica de distribuição, o investimento

em sistemas FV-CRIE já seria atualmente viável para 12 capitais.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos; sistema de compensação de energia; microgeração urbana; retorno financeiro de investimento.

Abstract

This work develops a methodology for analyzing return on investment for Building Integrated Photovoltaic (PV) systems connected to the grid (BIPV systems) installed in Brazil. The methodology considers different scenarios and conditions, thus allowing variations in: (1) the solar radiation incident on the plane of the PV modules, (2) the percentage of PV generated that is injected into the public grid, (3) the value of initial investment, (4) costs over the 25 years of operation of the system and (5) the annual increase rate for the tariff charged to the kind of consumer considered. In this methodology, the analysis of cash flow is made on a monthly basis, and also considered on a monthly basis are both the generation of the BIPV system and the consumption of the building to which the system is integrated. For all conditions and scenarios selected, the net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and the payback time of the investment are calculated. This work also presents the results of applying this methodology to BIPV systems installed in single-family homes in the main city of each Federal State of Brazil (27 cities total), with further analysis to Florianopolis (SC) and Belo Horizonte (MG). It was observed a large impact in the reduction of residential tariffs in Jan.2013 (at least 18%) on the economic viability of BIPV systems. Charging taxes on energy generated by the PV system, which is injected into the distribution grid was also found to lead to a considerable impact. Under the values currently in place for the initial investment, variable costs and avoided costs (by reducing the consumption from the utility power), the conclusion is that the return on investment is excessively long for all 27 cities, considering a 1 kWp BIPV system and a residential consumption of 250 kWh/month. If there was no taxation of the energy injected into the grid, investment on BIPV systems would be already viable for 12 capitals.

Keywords: photovoltaic systems, power compensation system. urban microgeneration; financial return on investment.

Sumário

Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	xi
Nomenclatura	xiii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	4
1.1.1 Objetivo Geral.....	5
1.1.2 Objetivos Específicos.....	5
1.2 Motivação e Justificativa.....	6
1.3 Versão Eletrônica	11
2 Revisão bibliográfica	13
2.1 Contexto energético (eletricidade) mundial.....	13
2.2 Contexto energético (eletricidade) brasileiro	16
2.3 Energia solar	19
2.3.1 Sistemas FV	19
2.3.2 Panorama mundial do mercado FV	20
2.3.2.1 Sistemas <i>feed-in</i> e <i>net metering</i>	24
2.3.3 Potencial do recurso solar no Brasil	28
2.3.4 Legislação para a geração distribuída no Brasil.....	29
2.3.4.1 Resolução Normativa ANEEL n° 482, de 17.4.2012.....	30
2.3.4.2 Resolução Normativa ANEEL n° 414, de 9.9.2010	31
2.3.4.3 Convênio ICMS/CONFAZ n° 6, de 5.4.2013....	32
2.3.4.4 Procedimentos de Distribuição (PRODIST) ANEEL, Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída.....	34

2.3.4.5	Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição	35
2.3.4.6	Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Cemig Distribuição	37
3	Metodologia	39
3.1	Grandezas relacionadas ao consumidor analisado	40
3.1.1	Tipo de conexão	41
3.1.2	Consumo mensal de energia elétrica	41
3.1.3	Impostos incidentes sobre a tarifa residencial B1 ...	43
3.1.4	Tarifa residencial B1 sem impostos (Maio/2013) ...	46
3.1.5	Taxa de aumento anual na tarifa residencial B1	49
3.2	Grandezas relacionadas ao sistema FV-CRIE	53
3.2.1	Produtividade anual e mensal	53
3.2.2	Potência FV instalada	57
3.2.3	Percentual da geração FV que é injetado na rede ..	59
3.2.4	Redução anual na produtividade	59
3.2.5	Custo do kWp instalado	61
3.2.6	Custo do medidor de energia e do DSV	63
3.2.7	Despesas anuais com O&M	64
3.3	Procedimentos relacionados à análise de retorno do investimento	64
3.3.1	Condições, cenários e variantes de análise	65
3.3.2	Procedimentos de cálculo	67
4	Resultados	69
4.1	Vinte e sete capitais	70
4.2	Florianópolis (SC)	79
4.3	Belo Horizonte (MG)	88
5	Conclusões	97
5.1	Trabalhos futuros	99
	Referências	101
	Apêndices	111
	Apêndice A – Versão eletrônica da dissertação	115

Apêndice B – Vinte e sete capitais: VPL, TIR e tempo de retorno do investimento para consumidor com consumo constante de 250 kWh/mês (residencial, trifásico, tarifa B1)	119
Apêndice C – Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo de retorno do investimento para consumidor A (residencial, trifásico, tarifa B1)	147
Apêndice D – Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo de retorno do investimento para consumidor B (residencial, trifásico, tarifa B1)	173
Anexos	173
Anexo A – Vinte e sete capitais: Faturas de energia elétrica de consumidores residenciais tarifa B1 (mês de referência: dez/2012)	177

Lista de Figuras

1.1	Curva de aprendizagem da tecnologia FV em função da capacidade de produção mundial.	7
1.2	Curva de aprendizagem para módulos FV em função da capacidade mundial instalada, com cenário de "três velocidades".	8
1.3	Tarifas de energia elétrica residencial em 2010 no mundo - países selecionados (US\$/MWh).	10
2.1	Geração elétrica por fonte no mundo (%), 1980 e 2010.	14
2.2	Geração elétrica no mundo - 10 maiores países (%), 2010. ..	15
2.3	Geração elétrica por energético no Brasil - participação (%), 2012.	17
2.4	Perdas totais (%) entre geração e consumo, 2008 a 2012. ..	19
2.5	Produção mundial de células fotovoltaicas (MW).	21
2.6	Células FV: produção (efetiva e estimada) e capacidade de produção (efetiva e estimada).	21
2.7	Produção de células FV por região para 2011 e 2010.	22
2.8	Preço médio dos módulos FV - 1991 a 2011.	23
2.9	Preço de módulos FV cristalinos na porta da fábrica - 14/10/2011 a 06/04/2012.	23
2.10	Principais mercados mundiais em 2011 (GWp instalados). ..	24
2.11	Média anual da irradiação diária incidindo sobre superfície com inclinação igual à latitude do local.	29
3.1	Consumo médio mensal dos consumidores residenciais tarifa B1 (exceto baixa renda), em 2011, por Estado, em comparação à média nacional.	42
3.2	Impacto do ICMS, PIS e COFINS sobre o valor final nas faturas de energia elétrica recebidas de um consumidor residencial de cada capital.	45

3.3	Tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (2005 e 2013).....	50
3.4	Variação no valor das tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (jan a abr/2013).	51
3.5	Média geométrica anual da variação das tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (2004 e 2013). ..	52
3.6	Produtividade anual para cada capital com quatro capitais em destaque.....	54
3.7	Produtividade mensal para quatro capitais em destaque. ..	55
3.8	Modelo de DSV aprovado pela CELESC	64
4.1	Teresina, PI: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.	77
4.2	Teresina, PI: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 4.	78
4.3	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.	86
4.4	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 4.	87
4.5	Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.	95
4.6	Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 4.	96
C.1	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 1.	123
C.2	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 2.	124
C.3	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 3.	125
C.4	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 4.	126
C.5	Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 5.	127

C.6 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 6.	128
C.7 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 1.	129
C.8 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 2.	130
C.9 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 3.	131
C.10 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 4.	132
C.11 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 5.	133
C.12 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 6.	134
C.13 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 1.	135
C.14 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 2.	136
C.15 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 3.	137
C.16 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 4.	138
C.17 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 5.	139
C.18 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 6.	140

C.19 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 1.....	141
C.20 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 2.....	142
C.21 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 3.....	143
C.22 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 4.....	144
C.23 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 5.....	145
C.24 Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 6.....	146
D.1 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 1.	149
D.2 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 2.	150
D.3 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 3.	151
D.4 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 4.	152
D.5 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 5.	153
D.6 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 6.	154
D.7 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 1.	155
D.8 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 2.	156
D.9 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 3.	157
D.10 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 4.	158
D.11 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 5.	159

- D.12 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 6. 160
- D.13 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 1. 161
- D.14 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 2. 162
- D.15 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 3. 163
- D.16 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 4. 164
- D.17 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 5. 165
- D.18 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 6. 166
- D.19 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 1. 167
- D.20 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 2. 168
- D.21 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 3. 169
- D.22 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 4. 170
- D.23 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 5. 171
- D.24 Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 6. 172

Lista de Tabelas

2.1	Emissões de GEE na geração elétrica em 2010 – países selecionados.	15
2.2	Geração de energia elétrica através de FRE por região no mundo (TWh), 2006 a 2010.	16
2.3	Geração de energia elétrica através de FRE no mundo - 10 maiores países (TWh), 2006 a 2010.	16
2.4	Geração elétrica por energético no Brasil (GWh), 2008 a 2012.	17
2.5	Carga de energia, consumo e perdas totais, 2008 a 2012. ...	18
2.6	Políticas de incentivo ao uso de FRE [parte 1/3].	25
2.6	(cont.) Políticas de incentivo ao uso de FRE [parte 2/3]. ...	26
2.6	(cont.) Políticas de incentivo ao uso de FRE [parte 3/3]. ...	27
3.1	Alíquotas de ICMS, PIS e COFINS para cada capital [parte 1/2].	47
3.1	(cont.) Alíquotas de ICMS, PIS e COFINS para cada capital [parte 2/2].	48
3.2	Produtividade anual teórica (considerando 100% SWERA) de sistemas FV-CRIE instalados nas 27 capitais e comparação com dados reais de seis capitais.	56
3.3	Produtividade anual teórica (considerando 80% SWERA) de sistemas FV-CRIE instalados nas 27 capitais.	57
3.4	Limites de potência do sistema FV-CRIE para consumo líquido zero e para não pagar custo de disponibilidade, para as 27 capitais, considerando consumo de 250 kWh/mês.	60
3.5	Levantamento de custos de um sistema FV-CRIE com aproximadamente 1,5kWp.	62
4.1	27 capitais: VPL e TIR na condição 3 e cenário 1.	73
4.2	27 capitais: VPL e TIR na condição 3 e cenário 4.	74

4.3	27 capitais: Diferenças no VPL e na TIR entre os cenários 4 e 1, para a condição 3.	75
4.4	Florianópolis, SC: VPL e TIR as condições 1 a 4 e cenários 1 a 6.	81
4.5	Florianópolis, SC: Variações de VPL e TIR em relação à condição 3.	82
4.6	Florianópolis, SC: Variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1.	84
4.7	Belo Horizonte, MG: VPL e TIR as condições 1 a 4 e cenários 1 a 6.	90
4.8	Belo Horizonte, MG: Variações de VPL e TIR em relação à condição 3.	92
4.9	Belo Horizonte, MG: Variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1.	93

Nomenclatura

Acrônimos

- ABINEE Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, pág. 11.
- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, pág. 30.
- ART Anotação de Responsabilidade Técnica, pág. 36.
- AWI Instituto Alfred Wegener para Pesquisa Polar e Marinha, do alemão *Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung*, pág. 61.
- B1 Tarifa cobrada de unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV na classe residencial e subclasse residencial baixa renda, pág. 39.
- BSRN *Baseline Surface Radiation Network*, pág. 61.
- CEA Companhia de Eletricidade do Amapá, pág. 8.
- CELESC Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., pág. 34.
- CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais S.A., pág. 9.
- COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, pág. 34.
- CONFAZ Conselho Nacional de Política Fazendária, pág. 32.
- CPT Condições Padrão de Teste, pág. 59.

CPTEC/ INPE	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, pág. 28.
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, pág. 37.
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível, pág. 40.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, pág. 11.
ETH Zürich	Instituto Federal de Tecnologia Suíço, do alemão <i>Eidgenössische Technische Hochschule Zürich</i> , pág. 61.
FRE	Fontes Renováveis de Energia, pág. 2.
FV	Fotovoltaico, pág. 1.
FV-CRIE	Fotovoltaico Conectado à Rede e Integrado à Edificação. Neste trabalho, sempre citado como "sistema FV-CRIE", pág. 1.
GD	Geração Distribuída, pág. 17.
GEE	Gases de Efeito Estufa, pág. 13.
GEWEX	<i>Global Energy and Water Cycle Experiment</i> , pág. 61.
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda, pág. 3.
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos, pág. 29.
ICMS	Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços, pág. 32.
MME	Ministério de Minas e Energia, pág. 29.
O&M	Operação e Manutenção, pág. 40.
PIS/Pasep ou PIS	Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, pág. 34.
PR	Taxa de Desempenho, do inglês <i>Performance Ratio</i> , pág. 54.

PRODIST	Procedimentos de Distribuição, pág. 34.
RICMS/SC	Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Santa Catarina, pág. 33.
SEFAZ	Secretaria de Estado da Fazenda, pág. 32.
SIN	Sistema Interligado Nacional, pág. 17.
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment, pág. 28.
T&D	Transmissão e Distribuição, pág. 17.
TIR	Taxa Interna de Retorno, pág. 67.
TMA	Taxa Mínima de Atratividade, pág. 67.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, pág. 31.
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, pág. 31.
VPL	Valor Presente Líquido, pág. 67.
WCRP	<i>World Climate Research Programme</i> , pág. 61.
WRMC	<i>World Radiation Monitoring Center</i> , pág. 61.

1

Introdução

A geração descentralizada e junto ao ponto de consumo no meio urbano, através de Sistemas Fotovoltaicos (FV) Conectados à Rede e Integrados a Edificações ("sistemas FV-CRIE"¹) tem um importante papel a desempenhar por todo o Brasil, visto que o recurso solar é abundante em todo o território nacional e a coincidência entre a disponibilidade solar (sazonal e ao longo do dia) e a crescente demanda de energia elétrica por sistemas de ar-condicionado, que vem se intensificando por todo o país, podem trazer grandes vantagens para o setor elétrico nacional. Muitas das grandes cidades brasileiras apresentam, além do pico noturno devido ao uso do chuveiro elétrico, um segundo pico de demanda próximo ao meio-dia (devido à carga representada pelos sistemas de ar-condicionado), o que faz com que haja uma coincidência com o pico da geração solar FV, tornando ainda mais interessante tal abordagem [1–4].

Em 2012, o consumo final de energia elétrica no Brasil foi de 448,1 TWh, um acréscimo de 3,5% quando comparado com o do ano de 2011 [5]. Segundo as projeções do Plano Nacional de Energia 2030 [6],

¹Neste trabalho optou-se por utilizar a nomenclatura "Sistema FV-CRIE" (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede e Integrado à Edificação), em vez de "telhados solares" ou alguma nomenclatura similar. Com isso, evita-se passar uma ideia equivocada de que os módulos FV só podem ser instalados no telhado (pode-se optar por colocá-los, p.ex., nos brises e mesmo na fachada da edificação) e de que os módulos FV são os únicos componentes de um sistema FV. Também optou-se pela nomenclatura "Sistema FV-CRIE" para reforçar as características de: (1) ser conectado à rede: esse tipo de sistema FV utiliza a rede elétrica pública como banco de armazenagem da geração instantânea que exceda o consumo instantâneo; e (2) ser integrado à edificação: nesse tipo de sistema FV, os módulos solares são integrados à arquitetura externa do prédio, e o inversor e cabeamento são integrados ao sistema elétrico da edificação.

o consumo de energia elétrica em 2030 se situará entre 859 e 1.245 TWh/ano, o que exigirá um aumento expressivo na oferta de energia elétrica no Brasil. Mesmo que seja dada prioridade ao uso do potencial hidrelétrico, ainda assim a instalação de mais 109 GW, elevando para 80% o uso desse potencial (em relação às usinas em operação no fim de 2012) [7], poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte. No fim de 2012, o potencial nacional hidráulico disponível era de 245 GW, sendo que 35,4% desse potencial correspondia a usinas já em operação, e estavam em construção usinas correspondendo a 7,7% desse potencial [7].

Ainda devem ser levadas em consideração as questões (e custos) socioambientais no que diz respeito à construção de novas usinas hidrelétricas, o que gera dificuldades na exploração de todo o potencial nacional existente. Esse quadro sinaliza uma perspectiva de esgotamento do potencial hidrelétrico nacional em menos de 20 anos.

O consumo residencial de eletricidade per capita de energia brasileiro sempre foi considerado relativamente baixo, mas o crescimento da renda nacional e sua redistribuição já estão influenciando no sentido de que esse consumo energético aumente bastante. Em 2012 o consumo de energia elétrica anual total do setor residencial foi 24,2% superior ao registrado em 2008. No mesmo período, a população cresceu, em média, 1,5% a.a., enquanto que o consumo residencial per capita apresentou crescimento médio de 4,7% a.a. [5].

Segundo as previsões do Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 [8], o crescimento do consumo per capita de eletricidade registrará expansão em torno de 50% no período 2010-2020. Tal cenário indica dificuldades crescentes de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos.

Com base neste contexto, a busca por uma maior diversificação da matriz energética nacional, principalmente através da geração distribuída com base em fontes renováveis de energia (FRE), é uma das alternativas face às dificuldades futuras no suprimento energético do país, a fim de proporcionar uma maior segurança no abastecimento de energia, de forma ambientalmente sustentável. A recente preocupação com a eficiência energética e com o meio-ambiente, inclusive com o agravamento do efeito estufa, tem proporcionado o desenvolvimento das FRE a nível mundial.

O Brasil possui uma estrutura energética privilegiada se comparada

à de outros países. O seu potencial hidrelétrico e as possibilidades para o uso da biomassa, da energia eólica e da energia solar é bastante grande. No entanto, o que tem sido feito para incentivar ou para promover o desenvolvimento, de forma contínua e eficaz, das mesmas está bem aquém do suficiente. Até 2012, das FRE, somente a geração hidrelétrica estava contribuindo significativamente, com 76,9% da oferta interna de energia elétrica, enquanto a biomassa contribuía com 6,8%, a eólica com 0,9% e a solar tinha participação ínfima, nem sendo citada [7].

Dada sua localização geográfica, o Brasil é particularmente privilegiado por ter níveis de irradiação solar superiores aos das nações desenvolvidas e, portanto, dispõe de grande potencial para o aproveitamento da energia solar. O país possui ótimos níveis de irradiação solar, principalmente na região Nordeste, especificamente no semiárido. Esse fator coloca o Nordeste em posição de destaque em relação a regiões do mundo com maior potencial de energia solar. A região Sul do país, por outro lado, apresenta os mais altos índices de irradiação solar do país nos meses de verão, o que coincide com as estiagens na região e com o período de maior consumo e demanda de energia elétrica dessa região do país.

A energia solar se revela uma fonte promissora, tanto para as áreas distantes e ainda não eletrificadas, como também para os grandes centros urbanos, onde demandas de ar-condicionado elevam as curvas de carga, apresentando excelente sincronicidade com a geração solar. O aumento da utilização dessa fonte através de geração distribuída, seja no meio urbano ou rural, num país de dimensões continentais como o Brasil, auxiliará no suprimento dessa crescente demanda, de forma sustentável, além de permitir uma maior diversificação da matriz energética.

Como a matriz de geração de energia elétrica no Brasil é dominada pela hidreletricidade, muitas vezes existe a necessidade de armazenamento nos reservatórios, para garantir o suprimento energético nos períodos de seca. A disponibilidade hidráulica varia sazonalmente, e observou-se que os períodos de baixa precipitação são coincidentes com os períodos de maior potencial para algumas FRE, como é o caso da solar [9, 10].

A utilização dessa fonte, de forma complementar à geração hidrelétrica, pode ser considerada uma grande alternativa para a utilização de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), principalmente quando alocadas em alimentadores urbanos que estão

sobrecarregados [1–4, 11]. Pequenos geradores solares, como geração distribuída, podem ser eficientes, confiáveis e simples de implementar. Em algumas áreas, eles podem ser competitivos com a geração convencional e propiciar uma maior confiabilidade no abastecimento de energia, quando comparados com os sistemas convencionais de geração de energia. Em outros casos, eles podem aumentar a capacidade da rede, através da complementaridade de energia, promovendo um maior desempenho e eficiência na rede [1].

Atualmente, a geração de energia elétrica por FRE no Brasil vem passando por uma nova fase, através de leilões específicos para energia eólica e de biomassa e da recente (19/04/2012) regulamentação da ANEEL para a geração descentralizada de eletricidade através da tecnologia solar FV [12–14].

1.1 Objetivos

Para a comparação entre os custos da energia elétrica gerada através de sistemas FV-CRIE no meio urbano e os preços da tarifa de energia elétrica residencial, os três principais fatores a serem considerados são: (1) os custos dos componentes de um sistema FV-CRIE, (2) os níveis de irradiação solar local e (3) a tarifa de energia cobrada pela concessionária local

No contexto da Resolução Normativa nº 482/2012² [12], do Convênio ICMS/CONFAZ nº 6/2013³ [15], e da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010⁴ [16], observa-se que também são relevantes fatores como: (1) impostos cobrados sobre a energia elétrica gerada pelo sistema FV-CRIE que é injetada na rede; (2) perfil de consumo mensal ao longo do ano; e (3) percentual da energia elétrica total mensal gerada pelo sistema FV-CRIE que é consumida no momento da geração (sem ser injetada na rede e, portanto, sem serem cobrados impostos sobre a mesma), que tem relação com o perfil de consumo horário (a rigor,

²A Resolução Normativa nº 482/2012 (revisada pela Resolução Normativa SRD/ANEEL nº 517, de 11.12.2012) trata da regulamentação da micro e minigeração interligada à rede elétrica pública.

³O Convênio ICMS/CONFAZ nº 6/2013 trata da cobrança de imposto estadual sobre a energia injetada na rede elétrica por mini e microgeradores.

⁴A Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 trata do custo de disponibilidade a ser pago pelos consumidores de energia elétrica.

instantâneo) ao longo dos dias do ano⁵.

Neste contexto, são apresentados a seguir os objetivos geral e específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia que permita uma avaliação detalhada do retorno do investimento em sistemas FV-CRIE instalados no Brasil, e aplicar esta metodologia a sistemas FV-CRIE instalados no meio urbano, no setor residencial unifamiliar, nas distintas regiões do Brasil, em função da disponibilidade do recurso solar local e da tarifa residencial local.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta dissertação são os seguintes:

1. Desenvolvimento de metodologia para análise do retorno do investimento em sistemas FV-CRIE instalados no Brasil.
2. Análise da legislação em vigor no Brasil sobre geração descentralizada FV no meio urbano.
3. Análise dos índices de irradiação em cada uma das 27 capitais brasileiras.
4. Análise dos custos da energia elétrica cobrada de consumidores residenciais urbanos em cada uma das 27 capitais brasileiras.
5. Análises do retorno do investimento em sistemas FV-CRIE instalados em cada uma das 27 capitais brasileiras.
6. Análises mais detalhadas do retorno do investimento em sistema FV-CRIE instalados em Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG).
7. Contribuição para o meio científico em âmbito nacional e internacional publicando o presente trabalho em forma de artigos.

⁵O perfil horário de consumo ao longo das 24 h do dia apresenta variações na base semanal (dias úteis, sábados, domingos e feriados), na base sazonal, na base anual (períodos de trabalho e de férias) e em função de períodos atípicos. Tais variações não serão consideradas neste trabalho. Mesmo sabendo-se que o percentual de energia injetado na rede varia ao longo dos dias do ano, das estações e de ser período de férias ou trabalho, optou-se por considerar nas análises um percentual constante, a título de simplificar as análises, facilitando o entendimento.

Como resultado das análises de retorno do investimento em sistemas FV-CRIE, são indicados: a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL) e o tempo de retorno do investimento. Tais fatores de análise são comparados entre capitais e variando-se as condicionantes e cenários de análise.

1.2 Motivação e Justificativa

Já que ainda não são contabilizados adequadamente os custos referentes a externalidades (custo socioambiental, dentre outros), o custo da energia elétrica produzida por sistemas FV é atualmente considerado alto em relação ao da energia gerada a partir de fontes convencionais (hidráulica, térmica, nuclear, etc.), o que representa uma forte barreira à sua disseminação. Dessa forma, em países em desenvolvimento, essa tecnologia é vista apenas como uma alternativa para o suprimento energético em áreas não atendidas pela rede elétrica pública, tendo em vista que, nesses países, grande parte da população não tem acesso à energia elétrica. No Brasil, por exemplo, os dados do Censo 2010 [17] indicam que 1,3% do total de domicílios em todo o território nacional (quase três milhões de moradores) não tinha ainda acesso à energia elétrica, sendo a situação crítica nas áreas rurais da Região Norte, onde 24,1% dos domicílios não tinham eletricidade disponível.

Uma forte contra-argumentação a respeito desses altos custos é a constatação da evolução da curva de aprendizagem da tecnologia FV, na qual os custos de produção dessa tecnologia vêm mostrando um decréscimo significativo desde o início de sua utilização para aplicações terrestres, em 1970 [18–22].

Na Figura 1.1 é apresentada uma curva de aprendizagem da tecnologia FV em função da capacidade de produção mundial, mostrando o grande potencial de redução de custos com o aumento da produção. A título de atualização e comparação, são incluídos também preços de venda mais recentes (pontos azuis e verdes). Vale ressaltar que no início de abril de 2012 os preços de venda de módulos de silício cristalino atingiram pela primeira vez valores inferiores a 1 U\$/Wp [23] e que nos meses seguintes já havia empresas divulgando que produzirão módulos a um custo bem inferior a esse. Como exemplo, pode-se citar a empresa Canadian Solar, que divulgou que ainda em 2012 produziria módulos a um custo de 60 centavos de dólar por Wp [24].

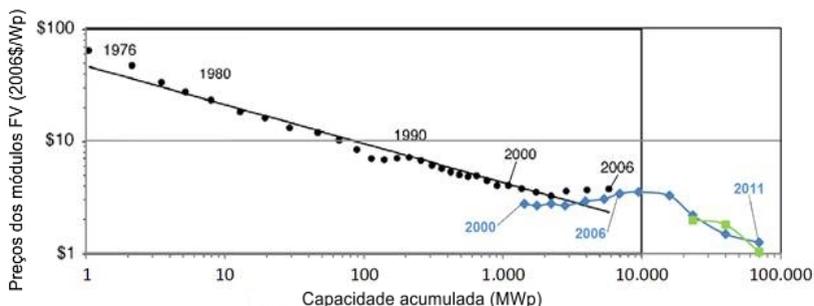


Figura 1.1. Curva de aprendizagem da tecnologia FV em função da capacidade de produção mundial (1976-2006), com os pontos pretos indicando os preços de custo de fabricação de módulos FV (2006 U\$/Wp) [21]. A título de comparação, e para atualização, foram incluídos pelo autor os pontos em azul, indicando os preços médios de venda ao longo de cada ano para todas as tecnologias FV [25], e os pontos em verde, indicando os preços médios de venda no último dia de cada ano para módulos de silício cristalino [23, 26, 27]. Os dados de capacidade de produção mundial (MWp) para os pontos azuis e verdes são do "Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016" [28].

Segundo dados do "Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016" [28], a tecnologia FV, embora seja uma das mais caras nos dias de hoje, é a que apresenta uma maior estimativa de redução de custos ao longo dos anos. De acordo com estimativas de crescimento das tarifas de energia convencional e com as previsões de redução de custos dos sistemas FV, ambas as curvas se cruzarão nesta década e a geração FV será então competitiva com a geração convencional [29–31].

Como análise complementar, na Figura 1.2 é apresentado um cenário "três velocidades" para a curva de aprendizagem da tecnologia FV, do relatório publicado em março de 2013 pelo banco global de investimentos Citigroup e produzido pela Bloomberg New Energy Finance [32]. Nele é sugerido que o custo dos módulos FV pode cair abaixo de todas as expectativas nos próximos anos, e atingir um custo de apenas 25 centavos de dólar por Wp por volta do ano 2020. O estudo trabalha com a hipótese de que o custo de módulos solares FV evoluiu através de três fases. A primeira foi a fase "experimental", antes de 1998, a segunda fase foi o "desenvolvimento da indústria", entre 1998 e 2008, e a terceira fase foi a "produção em massa", depois de 2008. Neste cenário, uma "curva de experiência" diferente impulsiona cada fase de desenvolvimento, e extrapolando a curva da fase de produção em massa,

chega-se a um resultado muito diferente em 2020. No referido relatório estima-se que esta terceira fase irá definir a velocidade de redução de custos no futuro. Além disso, na mesma figura são apresentadas projeções de custo para sistemas FV residenciais, indicando que tal custo pode chegar a 0,65 US\$/Wp por volta de 2020.

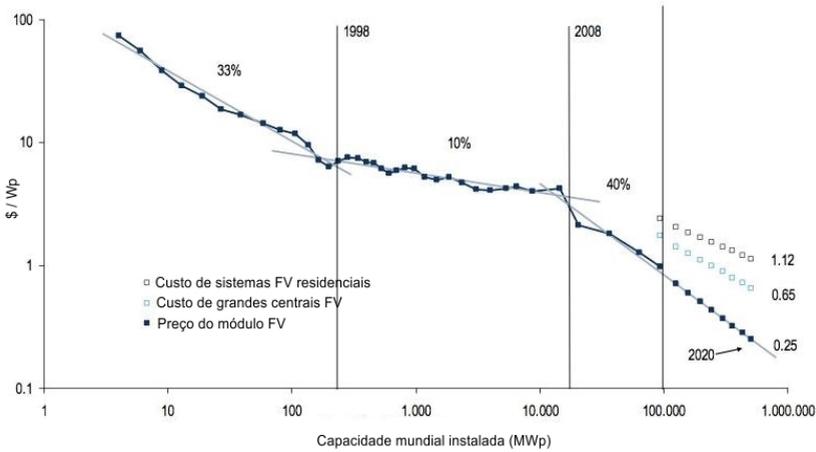


Figura 1.2. Curva de aprendizagem para módulos FV em função da capacidade mundial instalada, com cenário de "três velocidades" e projeção de custos para módulos FV, sistemas FV residenciais e grandes centrais FV [32].

Tradicionalmente, as tarifas de energia elétrica no Brasil ficavam bem abaixo das vigentes nos países ricos, que são fortemente dependentes das fontes fóssil e nuclear. Nos últimos 15 anos, ocorreu uma inversão, quando foi iniciado o processo de privatização do setor elétrico. Desde então, as tarifas de energia vêm sofrendo sucessivos aumentos⁶. Os

⁶ Além dos sucessivos aumentos nos valores das tarifas, houve pequenas reduções, mas nunca do porte da redução de cerca de 18% ocorrida em 24.1.2013. Tal redução foi resultado da Lei nº 12.783/2013 [33], que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017, e das medidas provisórias 591/2012 [34] e 605/2013 [35]. Esse fato teve um considerável impacto negativo no retorno de investimento em sistemas FV-CRIE. Considerando as 27 capitais analisadas nesse trabalho, tal redução foi de 18,00% a 19,29% (desconsiderando impostos), desconsiderando Macapá (AP), que não teve variação na tarifa, pois a concessionária que atende esta capital – a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) – encontra-se em processo de federalização, sob regime especial da ANEEL devido à inadimplência da CEA perante diversos órgãos do setor elétrico. Com isso, a tarifa de energia elétrica do Amapá não é reajustada desde 2008 [36].

tributos e encargos no Brasil chegam a representar 42% da fatura de energia, para concessionárias como a CEMIG, de Minas Gerais [37].

Sem impostos, a tarifa média residencial de energia elétrica no Brasil fica abaixo da cobrada em diversos países da Europa, embora, em 2010, ainda ficasse 44% acima dos preços pagos pelos consumidores dos EUA, também sem impostos (Figura 1.3).

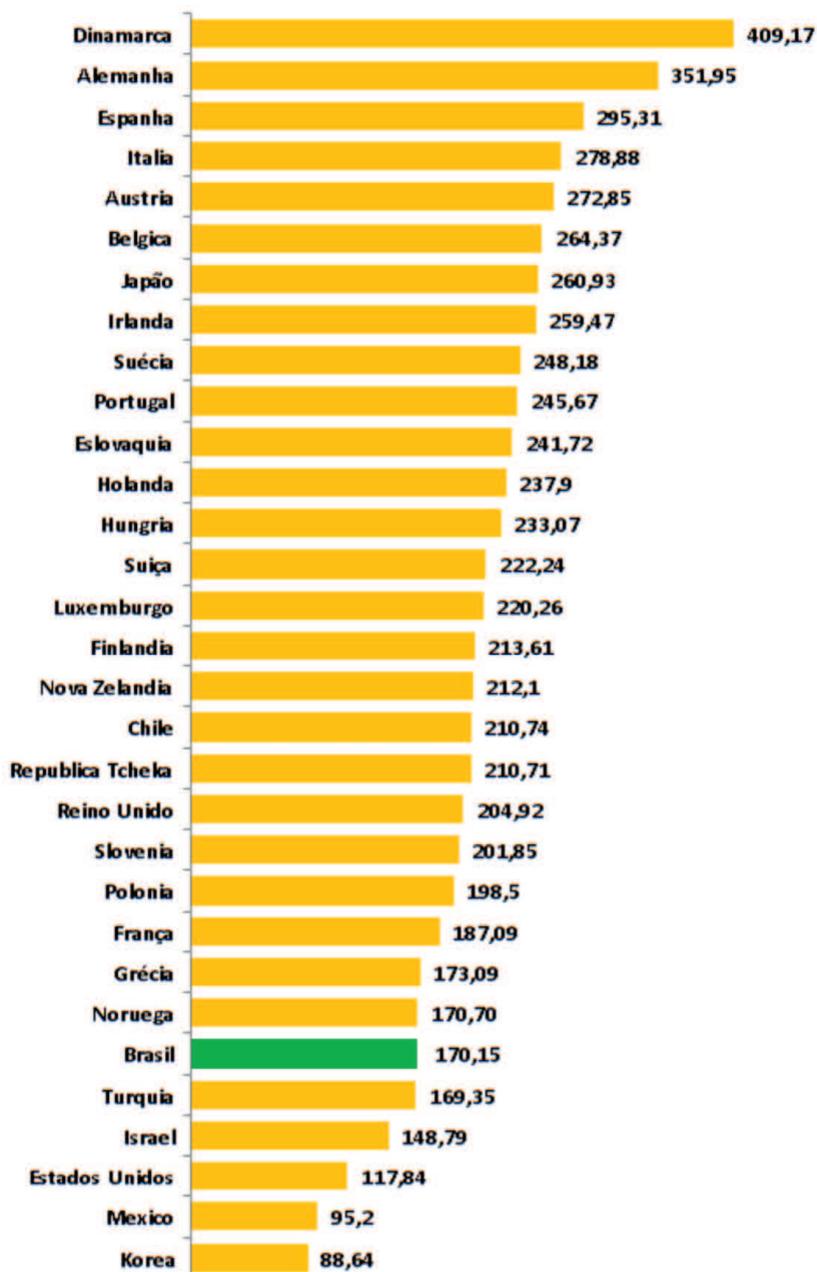


Figura 1.3. Tarifas de energia elétrica residencial em 2010 no mundo - países selecionados (US\$/MWh) [5]. Nota: Excluindo impostos para os EUA; para o Brasil, tarifa média da Aneel, também sem impostos.

Estudos publicados em 2012 pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) [38] e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [39] atestavam que a geração descentralizada FV no meio urbano já havia atingido a paridade com a tarifa de energia elétrica em algumas regiões do Brasil. Para possibilitar então sua difusão em grande escala, o mercado solar FV no Brasil deve buscar reduzir os preços da energia FV gerada (para que a paridade tarifária seja atingida mais amplamente) e desenvolver mecanismos próprios de financiamento adequados. A própria indústria FV deve assumir o papel de propor e gerir os mecanismos de financiamento de seus produtos, a exemplo do que faz a indústria automobilística [40].

1.3 Versão Eletrônica

Além da versão impressa desta dissertação, no Apêndice A é indicado o *link* para baixar a versão eletrônica. Com isso, o leitor poderá fazer ampliação (*zoom*) nas tabelas e figuras, quando julgar necessário.

2

Revisão bibliográfica

Este capítulo aborda o contexto energético (eletricidade) mundial e brasileiro, explica o que são sistemas FV, traça um panorama mundial do mercado FV, aborda o potencial do recurso solar no Brasil, e apresenta a regulamentação que trata da geração distribuída no Brasil.

2.1 Contexto energético (eletricidade) mundial

Pode-se observar pela Figura 2.1 que a geração elétrica no mundo teve um aumento de 152% de 1980 a 2010. No entanto, apesar do seu potencial, a energia solar só respondia por 0,2% dessa geração nesse último levantamento mundial, o que equivalia a cerca de 40,5 TWh.

Fazendo agora uma análise de emissões de gases de efeito estufa (GEE), através dos dados da Figura 2.2 e da Tabela 2.1, podemos calcular que, em 2010, as emissões no Brasil eram de 0,068 Mt.CO₂/TWh, enquanto esse valor era de 1,873 Mt.CO₂/TWh para a China e 1,308 Mt.CO₂/TWh para os EUA. Ou seja, a matriz elétrica brasileira poluía, por TWh gerado, bem menos de um décimo do que a desses dois países. E se for feita a análise de emissões per capita (Tabela 2.1), a situação ainda é mais confortável para o Brasil. Essa situação, entre outros fatores, teve sua importância para que o governo brasileiro tenha se acomodado e demorado a mostrar interesse por viabilizar a utilização em larga escala de fontes como a eólica e solar.

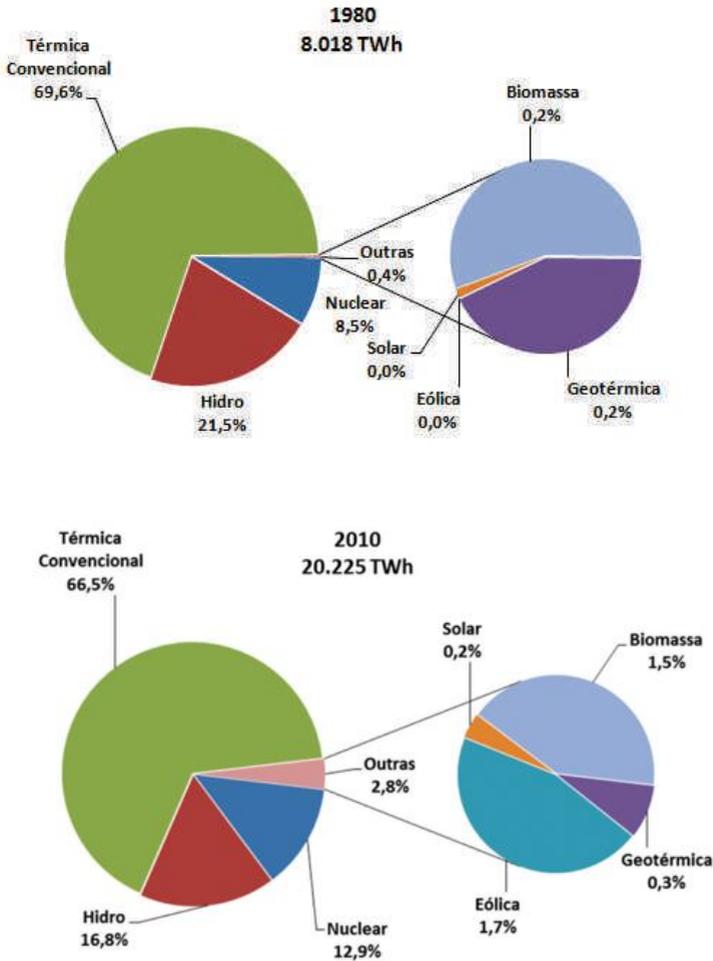


Figura 2.1. Geração elétrica por fonte no mundo (%), 1980 e 2010 [5].

As Tabelas 2.2 e 2.3 mostram a geração de energia elétrica através de FRE (descartando geração hidrelétrica) no mundo de 2006 a 2010. Mesmo considerando somente a geração elétrica por biomassa e eólica, o Brasil ainda fica em sexto lugar entre os países que mais geram energia elétrica por FRE.

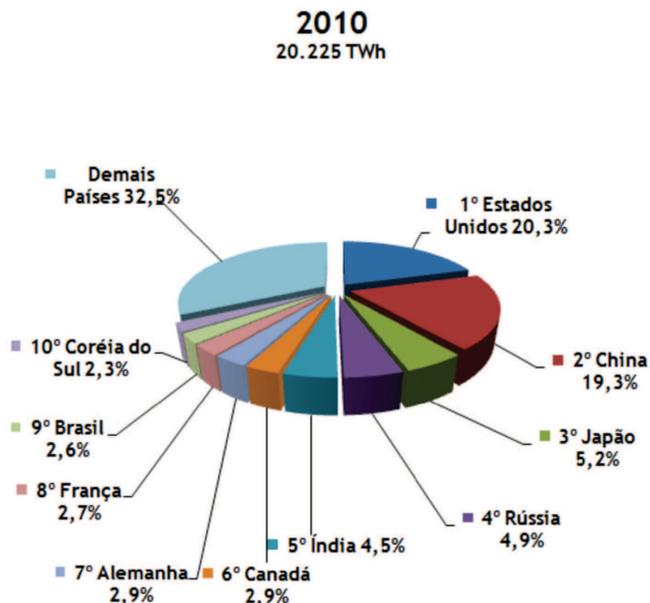


Figura 2.2. Geração elétrica no mundo - 10 maiores países (%), 2010 [5].

Tabela 2.1. Emissões de GEE na geração elétrica em 2010
– países selecionados [5].

País	Emissões Mt.CO ₂	Emissões per capita tCO ₂ /hab
China	7.311	5,4
União Europeia	5.987	7,3
Estados Unidos	5.369	17,3
Rússia	1.581	11,2
Índia	1.626	1,4
Japão	1.143	9
Alemanha	762	9,3
Austrália	383	17
Reino Unido	484	7,8
Coreia do Sul	563	11,5
Brasil	36	0,19

Tabela 2.2. Geração de energia elétrica através de FRE por região no mundo (TWh), 2006 a 2010 [5].

Região	2006	2007	2008	2009	2010	Δ% (2010/09)	Part. % (2010)
Mundo	423,2	483,0	548,6	634,7	752,0	18,5	100,0
Europa	190,5	226,0	252,2	287,5	331,9	15,4	44,1
América do Norte	116,9	126,8	146,8	168,9	196,2	16,2	26,1
Ásia & Oceania	80,9	90,1	105,7	127,1	163,0	28,2	21,7
América do Sul e Central	26,7	32,7	35,3	41,4	49,5	19,5	6,6
África	4,5	4,3	4,7	5,3	6,1	15,9	0,8
Eurásia	3,6	3,0	3,6	4,2	5,1	21,2	0,7
Oriente Médio	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	-3,4	0,0

Nota: Fontes alternativas: geotérmica, eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA); Elaboração: EPE

Tabela 2.3. Geração de energia elétrica através de FRE no mundo - 10 maiores países (TWh), 2006 a 2010 [5].

País	2006	2007	2008	2009	2010	Δ% (2010/09)	Part. % (2010)
Mundo	423,2	483,0	548,6	634,7	752,0	18,5	100,0
Estados Unidos	96,5	105,2	126,1	144,3	167,2	15,9	22,7
Alemanha	54,3	71,9	74,2	80,8	89,4	10,6	11,9
China	6,5	8,3	17,5	29,8	57,1	91,7	7,6
Espanha	26,8	31,7	39,6	48,4	55,9	15,5	7,4
Japão	29,4	30,7	30,4	30,7	33,8	10,2	4,5
Brasil ¹	15,0	18,7	20,4	23,8	33,7	41,8	4,5
Itália	15,3	16,6	18,2	21,9	28,0	27,9	3,7
Reino Unido	15,9	16,4	18,2	21,7	23,6	8,6	3,1
Índia	10,7	13,8	15,7	19,9	22,0	10,7	2,9
Canadá	11,3	11,5	10,9	14,5	18,5	27,1	2,5
Outros	141,7	158,2	177,4	199,0	222,9	12,0	29,6

Nota: Fontes alternativas: geotérmica, eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos

(1) Para o Brasil, apenas biomassa (lenha, bagaço de cana e lixívia) e eólica

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).

2.2 Contexto energético (eletricidade) brasileiro

Como se pode observar pela Tabela 2.4 e pela Figura 2.3, até 2012 a geração FV nem aparecia entre as fontes de geração citadas no Balanço Energético Nacional, e mesmo a participação de eólica e biomassa ainda são bastante tímidas para um país com um potencial como o do Brasil.

Mudando para a análise de perdas nos sistemas de transmissão e distribuição (T&D), nota-se pela Tabela 2.5 e pela Figura 2.4 que o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou, em 2010 e 2011, perdas superiores às registradas nos dois anos anteriores, e que em 2012 as perdas ficaram acima de 17% para todas as regiões, com exceção da

região Sul (14%). Apesar desses percentuais se referirem a perdas técnicas e não-técnicas (como roubo de energia), esse é outro ponto a se levar em conta nos argumentos para se investir em geração distribuída (GD) no Brasil, pois, gerando junto ao ponto de consumo, as perdas em T&D são desprezíveis, sendo uma medida de eficiência energética efetiva e de grande impacto.

Tabela 2.4. Geração elétrica por energético no Brasil (GWh), 2008 a 2012 [5].

Energético	2008	2009	2010	2011	2012	$\Delta\%$ (2012/11)	Part. % (2012)
Total	463.120	462.976	515.799	531.758	552.498	3,9	100,0
Gás Natural	28.778	13.182	36.476	25.095	46.760	86,3	8,5
Hidráulica (i)	369.556	389.858	403.290	428.333	415.342	-3,0	75,2
Derivados de Petróleo (ii)	15.628	12.549	16.065	12.239	16.214	32,5	2,9
Carvão	6.730	5.416	8.263	6.485	8.422	29,9	1,5
Nuclear	13.969	12.957	14.523	15.659	16.038	2,4	2,9
Biomassa (iii)	19.199	20.572	31.523	31.633	34.662	9,6	6,3
Eólica	1.183	1.238	2.177	2.705	5.050	86,7	0,9
Outras (iv)	8.076	7.205	3.481	9.609	10.010	4,2	1,8

Notas:

I) Inclui autoprodução

II) Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível

III) Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixo

IV) Outras: recuperações, gás de coque e outros secundários

Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) 2013; Elaboração: EPE

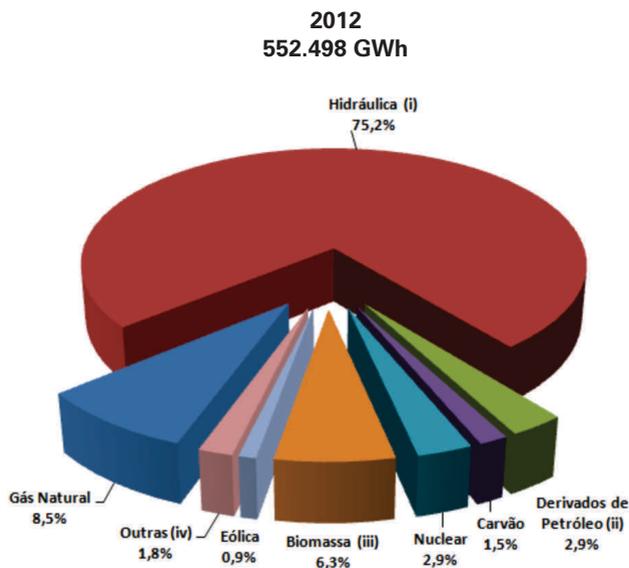


Figura 2.3. Geração elétrica por energético no Brasil - participação (%), 2012 [5].

Tabela 2.5. Carga de energia, consumo e perdas totais, 2008 a 2012 [5].

	2008	2009	2010	2011	2012
Sistemas Isolados					
Carga de Energia (MWmédio)	1.475	1.515	1.321	1.383	1.449
Consumo (GWh)	8.283	8.075	6.837	7.207	7.823
Perdas (%)	36,1	39,1	40,9	40,5	38,6
Norte					
Carga de Energia (MWmédio)	3.658	3.632	3.891	4.069	4.118
Consumo (GWh)	26.723	26.484	28.519	29.897	29.771
Perdas (%)	16,8	16,8	16,3	16,1	17,7
Nordeste					
Carga de Energia (MWmédio)	7.485	7.686	8.323	8.412	9.042
Consumo (GWh)	54.126	54.439	59.572	59.847	63.896
Perdas (%)	17,7	19,2	18,3	18,8	19,6
Sudeste/Centro-Oeste					
Carga de Energia (MWmédio)	32.001	32.135	34.816	35.938	37.192
Consumo (GWh)	233.440	229.780	250.822	261.613	269.124
Perdas (%)	17,0	18,4	17,8	16,9	17,6
Sul					
Carga de Energia (MWmédio)	8.660	8.761	9.305	9.757	10.256
Consumo (GWh)	65.900	65.528	69.934	74.470	77.503
Perdas (%)	13,4	14,6	14,2	12,9	14,0
SIN - Sistema Interligado Nacional					
Carga de Energia (MWmédio)	51.804	52.214	56.334	58.177	60.607
Consumo (GWh)	380.189	376.231	408.846	425.826	440.294
Perdas (%)	16,5	17,7	17,2	16,4	17,3
SEN - Sistema Elétrico Nacional					
Carga de Energia (MWmédio)	53.279	53.729	57.655	59.560	62.056
Consumo (GWh)	388.472	384.306	415.683	433.034	448.117
Perdas (%)	17,0	18,4	17,7	17,0	17,8

Fonte: ONS e Distribuidoras; Elaboração EPE

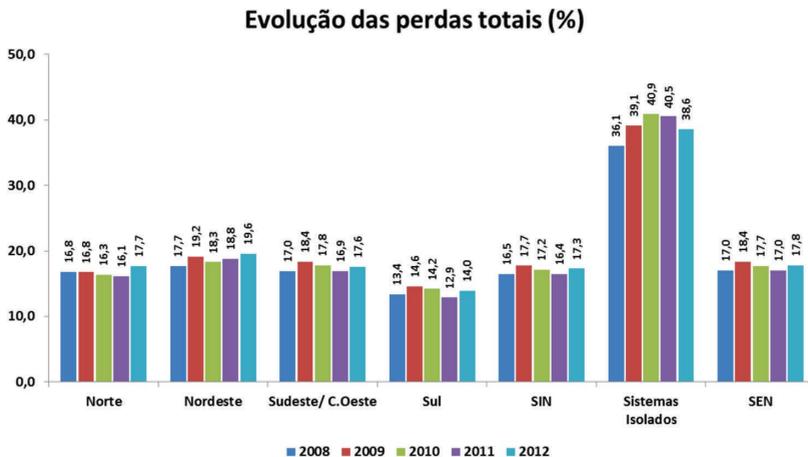


Figura 2.4. Perdas totais (%) entre geração e consumo, 2008 a 2012 [5].

2.3 Energia solar

Neste tópico descreve-se brevemente sobre o que são sistemas FV; é apresentado o panorama mundial do mercado FV; é feito um apanhado do potencial do recurso solar no Brasil e, ao final é apresentada a legislação para a geração distribuída no Brasil.

2.3.1 Sistemas FV

Sistemas FV são conjuntos de equipamentos através dos quais se converte a energia solar em energia elétrica utilizável. Os dois tipos principais de sistemas FV são o interligado à rede e o autônomo. Este último, em locais não atendidos pela rede elétrica pública.

O sistema FV interligado à rede pode ainda ser integrado à arquitetura do prédio que atende (os chamados "edifícios FV" ou, segundo a nomenclatura adotada neste trabalho, "sistemas FV-CRIE").

Os principais componentes de um sistema FV são os módulos fotovoltaicos (nos quais ocorre a conversão direta de energia solar em energia elétrica em corrente contínua e variável, através do efeito FV), o inversor (presente em sistemas FV conectados à rede ou em sistemas FV autônomos com cargas em corrente alternada) e banco de baterias com controlador de carga-descarga (normalmente não é utilizado em sistemas conectados à rede).

Para mais informações sobre geração FV e sistemas FV-CRIE,

podem ser consultadas as seguintes fontes:

- Livro "Edifícios Solares Fotovoltaicos" [11] (disponível para download em <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/downloads>);
- Site "América do Sol", onde podem ser consultados: a "Cartilha educativa sobre eletricidade solar" (<http://www.americadosol.org/cartilha-sobre-eletricidade-solar>), o "Guia sobre microgeradores FV" (<http://www.americadosol.org/guiaFV>), o "Fundo para financiar sistemas FV-CRIE" (<http://www.americadosol.org/fundosolar>), o "Simulador solar para dimensionamento de sistemas FV-CRIE" (<http://www.americadosol.org/simulador>) e o "Selo solar" (<http://www.americadosol.org/selo-solar>).
- "Guia de integração arquitetônica de sistemas FV-CRIE": <http://tecnando.com/bipvdesign/>
- "Atlas de Energia Elétrica", 2ª edição – Capítulo 3: Energia Solar [41] (disponível para download em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>).

Para uma análise bem aprofundada dos tipos de tecnologias FV atualmente disponíveis, podem ser consultados os artigos:

- "Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects" [42] e
- "A review of solar photovoltaic Technologies" [43].

2.3.2 Panorama mundial do mercado FV

O mercado FV tem estado em franca expansão nos últimos anos. A Figura 2.5 mostra a evolução na produção de células FV de 1999 a 2011. Desde 1999, o menor incremento na produção foi de 34%. Nos últimos dez anos (2001 a 2011), a produção aumentou 92 vezes.

Na Figura 2.6 pode se ter uma ideia da evolução de produção e capacidade de produção de células FV no mundo. Nota-se que, embora o mercado esteja crescendo, no último ano ele cresceu abaixo das previsões, tendo sido produzido em 2011 somente 64% da capacidade total.

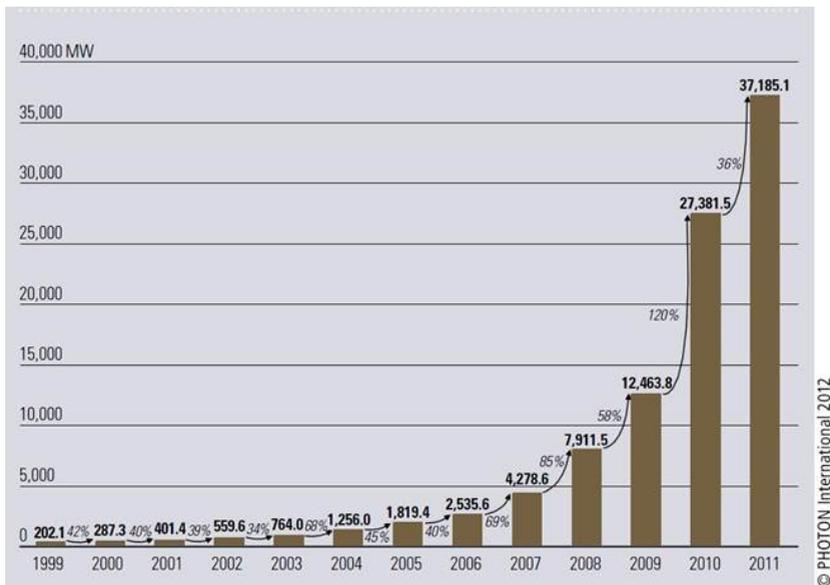


Figura 2.5. Produção mundial de células fotovoltaicas (MW) [44].

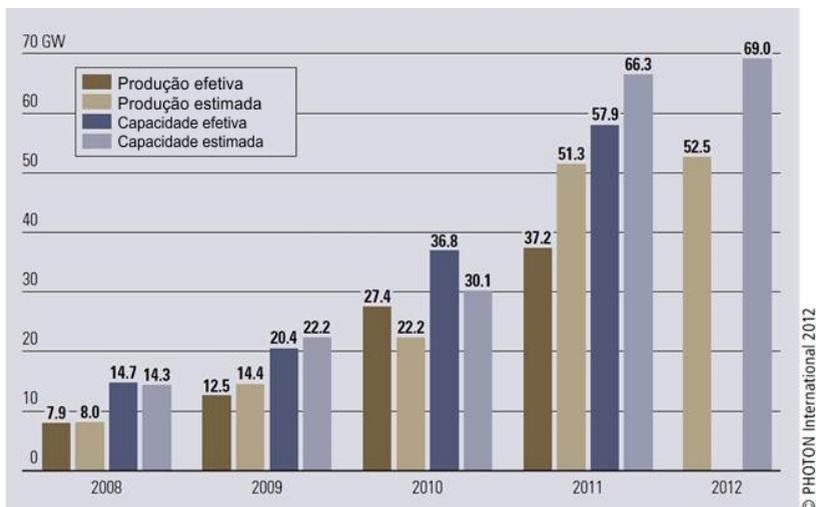


Figura 2.6. Células FV: produção (efetiva e estimada) e capacidade de produção (efetiva e estimada) [44].

Como pode-se observar pela Figura 2.7, a China tem se destacado cada vez mais no mercado, e sua estratégia de redução agressiva

nos preços tem sido responsável pela falência de diversas empresas tradicionais do setor. Em 2011, ela passou a responder por 57,3% da produção mundial de células FV, aumentando em 63% sua produção, bem acima do crescimento global do mercado, que foi de 36%.

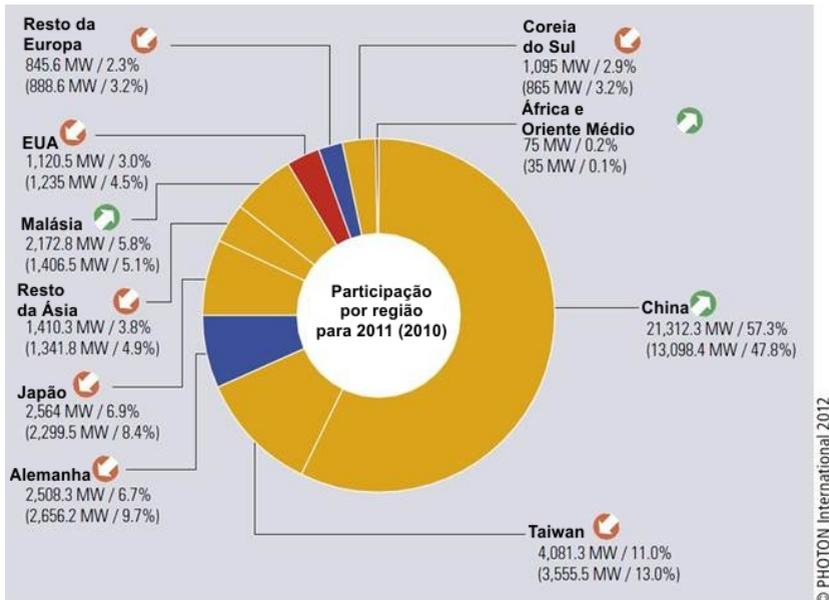


Figura 2.7. Produção de células FV por região para 2011 e 2010 [44].

Com a pressão de preços da China, o preço médio do Wp de módulos FV tem caído de forma acelerada (Figura 2.8) e os módulos FV pela primeira vez atingiram preços inferiores a 1 US\$/Wp no final de março de 2012 (Figura 2.9).



Figura 2.8. Preço médio dos módulos FV – 1991 a 2011 [25].

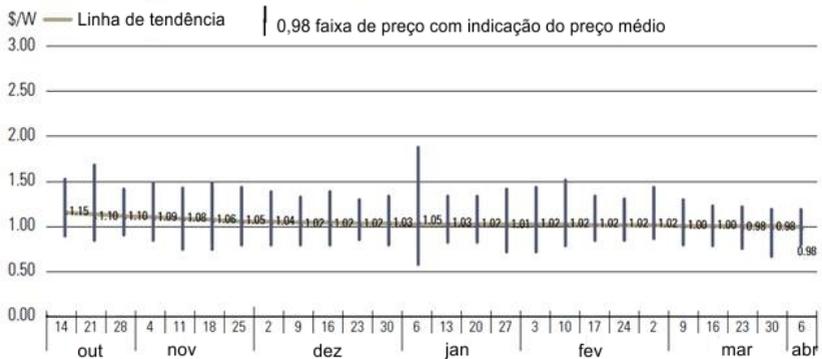


Figura 2.9. Preço de módulos FV cristalinos na porta da fábrica – 14/10/2011 a 06/04/2012 [23].

Como se pode observar pela Figura 2.10, apesar da China ter se tornado o grande produtor de células FV (Figura 2.7), até 2011 o mercado consumidor continuava concentrado na Europa.

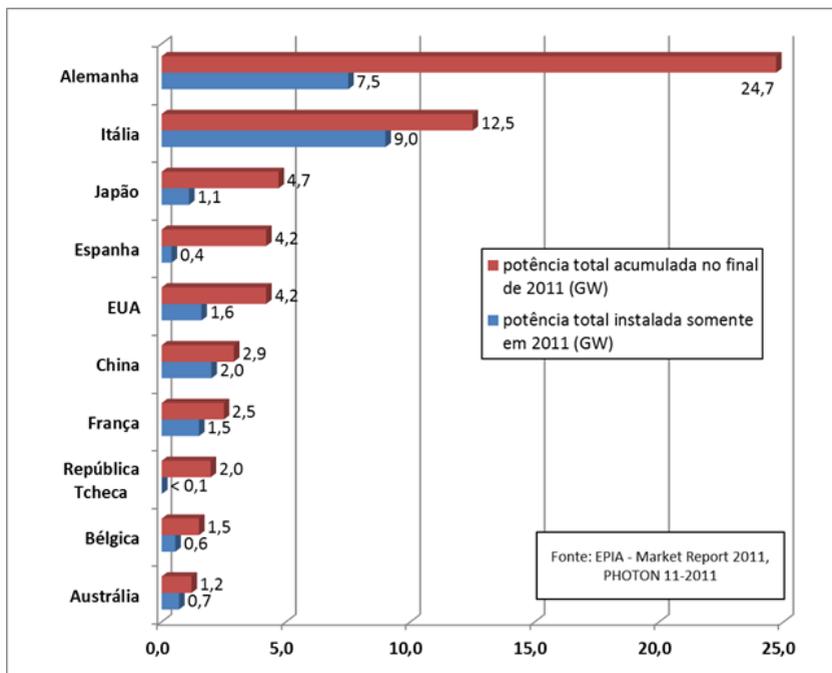


Figura 2.10. Principais mercados mundiais em 2011 (GWp instalados). Elaborado pelo autor com dados de [45] e [46].

2.3.2.1 Sistemas *feed-in* e *net metering*

Os sistemas *feed-in* e *net metering* são componentes de políticas governamentais de incentivo ao uso de FRE. No sistema *feed-in*, as concessionárias regionais e nacionais são obrigadas a comprar eletricidade renovável em valores acima do mercado, pagando as tarifas estabelecidas pelo governo (que são chamadas de tarifas *feed-in*) e repassando esses custos para a tarifa média do consumidor final. No sistema *net metering* permite-se ao proprietário do sistema FV injetar na rede elétrica a energia que não é consumida na edificação onde os módulos solares estão instalados. Quando isto ocorre, o medidor gira no sentido inverso, fornecendo créditos ao consumidor pela energia que ele está colocando na rede. O crédito será convertido em um desconto na conta de eletricidade utilizada.

Na Tabela 2.6 são indicados os países e regiões nos quais cada um desses sistemas é aplicado.

Tabela 2.6. Políticas de incentivo ao uso de FRE [47] [parte 1/3].

● Política a nível nacional
○ Política a nível estadual ou de província

	POLÍTICAS DE REGULAMENTAÇÃO						INCENTIVOS FISCAIS				FINANCIAMENTO PÚBLICO	
	Feed in Tariff (incluindo o pagamento da tarifa prêmio)	Electric utility quota obligation/RPS	Net metering	Biocombustíveis obrigatório/mandante	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Subsídio de capital, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO2, VAT, or other taxes	Pagamento pela energia produzida	Investimento público, loans, or grants	Leilões públicos
PAÍSES COM RENDA ALTA												
Austrália	○			○		●	●				●	
Áustria	●						●					
Bélgica		○	●	●		●	○	●	●			●
Canadá	○	○	○	●				●			●	●
Croácia	●						●				●	
Chipre	●			●			●					
República Checa	●					●		●			●	
Dinamarca			●	●		●		●			●	●
Estónia	●			●			●		●	●		
Finlândia	●			●		●		●	●	●		
França	●			●			●	●			●	●
Alemanha	●			●	●			●	●		●	
Grécia	●			●			●	●	●		●	
Hungria	●			●			●	●	●		●	
Irlanda	●			●	○	●					●	●
Israel	●	●			●			●			●	
Itália	●	●	●	●	●		●	●			●	●
Japão	●	●				●					●	
Luxemburgo	●						●					
Malta	●		●									
Holanda	●			●		●		●		●	●	
Nova Zelândia							●					
Noruega				●		●		●			●	
Polónia		●		●		●		●			●	●
Portugal	●	●	●	●	●			●			●	
Cingapura			●								●	
Eslováquia	●						●		●			
Eslovenia	●					●		●			●	●
Coréia do Sul		●	●	●		●		●	●		●	
Espanha	●			●	●		●	●	●		●	
Suécia		●		●		●		●			●	
Suíça	●						●	●	●			
Trindade e Tobago							●	●				
Emirados Árabes		○			○					○		○
Reino Unido	●	●		●	●	●		●	●	●		
Estados Unidos	○	○	○	●	○	○	●	●		○	●	○

Tabela 2.6. (cont.) Políticas de incentivo ao uso de FRE [47] [parte 2/3].

	POLÍTICAS DE REGULAMENTAÇÃO							INCENTIVOS FISCAIS				FINANCIAMENTO PÚBLICO	
	Feed-in Tariff incentivo de preço pagamento de tarifa —abonégio	Electric utility quota obligation/RPS	Net metering	Biocombustíveis obligation/mandate	Heat obligation/ mandate	Tradable REC	Subsídio de capital, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO2, VAT, or other taxes	Pagamento pela energia produzida	Investimento público, loans, or grants	Leilões públicos	
PAÍSES ACIMA DA RENDA MÉDIA													
Argélia	●												
Argentina	●			●			●	●	●	●	●	●	
Bielorrússia	●								●			●	
Bósnia-Herzegovia	●						●					●	
Botswana				●	○			●				●	
Brasil				●			●	●			●	●	
Bulgária	●			●			●	●			●	●	
Chile		●			●		●	●			●	●	
China	●	●		●	●		●	●		●		●	
Colômbia				●				●					
Costa Rica	●												
República Dominicana	●		●		●		●	●				●	
Equador	●						●	●		●			
Grenada								●					
Iran	●						●	●	●				
Jamaica							●	●					
Jordânia			●					●		●		●	
Cazaquistão	●					●							
Látvia	●							●			●	●	
Líbano			●					●					
Lituânia	●										●		
Macedônia	●										●		
Malásia	●	●						●			●	●	
Maurício							●						
México			●		●		●				●	●	
Palau		●											
Panamá	●		●					●	●			●	
Peru	●			●				●				●	
Romênia		●		●		●		●			●		
Rússia							●						
Sérvia	●						●						
África do Sul							●					●	
Taiilândia	●			●				●			●		
Tunísia			●				●	●			●		
Turquia	●						●						
Uruguai	●		●	●	●		●	●			●	●	

Tabela 2.6. (cont.) Políticas de incentivo ao uso de FRE [47] [parte 3/3].

● Política a nível nacional
 ○ Política a nível estadual ou de província

	POLÍTICAS DE REGULAMENTAÇÃO						INCENTIVOS FISCAIS				FINANCIAMENTO PÚBLICO	
	Free in Tariff (incluindo o pagamento da tarifa própria)	Electric utility quota obligation/RPS	Net metering	Biocombustíveis obligation/mandate	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Subsídio de capital, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO2, VAT, or other taxes	Pagamento pela energia produzida	Investimento público, loans, or grants	Leilões públicos
PAÍSES ABAIXO DA RENDA MÉDIA												
Armênia	●											
Cabo Verde	●										●	
Egito							●					●
El Salvador								●		●	●	●
Gana	●				●	●						
Guatemala			●	●								●
Honduras	●											●
Índia	●	●		●	○	●	●				●	●
Indonésia	●	●		●			●	●			●	●
Ilhas Marshall												
Moldávia	●										●	
Mongólia	●											●
Marrocos											●	
Nicarágua	●						○					
Paquistão	●		●								●	
Territórios Palestinos	●											
Paraguai				●								
Filipinas	●	●	●	●			●	●		●		●
Senegal	●											
Sri Lanka	●	●	●	●			●			●		
Síria	●		●					●				●
Ucrânia	●							●				
Vietnã							●	●				
Zâmbia				●			●					
PAÍSES DE BAIXA RENDA												
Bangladesh							●					●
Etiópia				●								●
Gâmbia												●
Haiti												●
Quênia	●											
Kyrgyzstan		●					●					
Malavi				●								
Mali												
Moçambique				●								
Nepal							●	●			●	●
Ruanda												●
Tanzânia	●						●					
Uganda	●						●					●

2.3.3 Potencial do recurso solar no Brasil

O projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA, 2012) reúne em seu site bancos de dados e ferramentas de análise do recurso solar e eólico desenvolvidos em conjunto com várias organizações internacionais. As informações e dados disponibilizados no site do SWERA estão livremente disponíveis ao público e são destinados a apoiar o trabalho de políticos, analistas, investidores e outros tomadores de decisão envolvidos com o setor energético. A coordenação das atividades no Brasil e América Latina ficou com o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE).

O INPE publicou, como um dos resultados do projeto SWERA, o "Atlas Brasileiro de Energia Solar" [48], que tem um de seus mapas reproduzidos na Figura 2.11, na qual pode-se verificar que superfícies com a inclinação igual à latitude local e voltadas para o Norte (que, a grosso modo, seria a orientação na qual uma superfície recebe a maior quantidade de energia solar ao longo do ano) apresentam médias diárias anuais acima de 4,2 kWh/m² para todo o território nacional, chegando a valores acima de 6,4 kWh/m² nas regiões com maior nível de incidência solar anual, que são ótimos níveis.

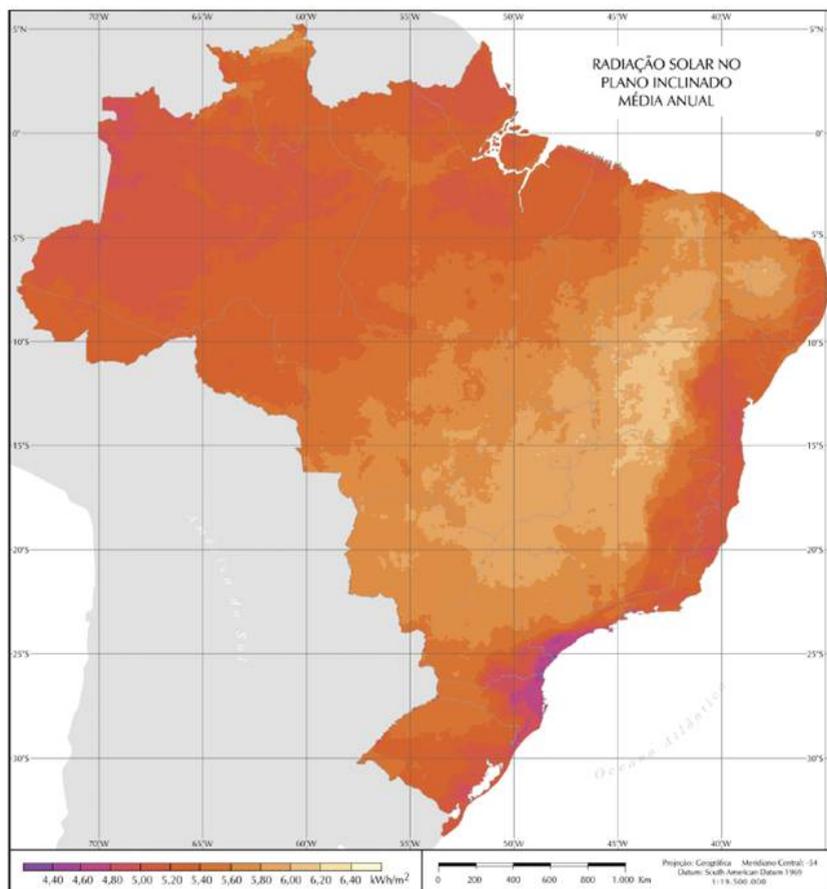


Figura 2.11. Média anual da irradiação diária incidindo sobre superfície com inclinação igual à latitude do local [48].

2.3.4 Legislação para a geração distribuída no Brasil

O processo de aprovação de uma regulamentação para o incentivo ao uso da tecnologia FV em geração distribuída (GD) no meio urbano no Brasil foi bastante demorado e cheio de incertezas e reverses. O trabalho teve início em 2008 quando o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF).

O GT-GDSF teve como finalidade elaborar uma proposta de política de utilização de geração FV conectada à rede elétrica, em particular em edificações urbanas, em curto, médio e longo prazo. A seguir, dois eventos, convocados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tiveram fundamental importância para que o movimento se tornasse mais fluido:

1. A Consulta Pública nº 15/2010, que mapeou as principais barreiras para a instalação da GD de pequeno porte.
2. A Audiência Pública nº 42/2011: apresentou propostas com objetivo de reduzir barreiras para acesso de centrais geradoras até 1 MW, que utilizem fontes incentivadas de energia, assim como para a fonte solar (até 30 MW).

A audiência ficou aberta no período de 08/08/2011 a 14/10/2011 e, ao todo, foram recebidas 403 contribuições de agentes do setor, universidades, fabricantes, associações, consultores, estudantes e políticos.

A ANEEL analisou então as contribuições apresentadas, e, após alguns meses de discussões, aprovou a Resolução Normativa n. 482, de 17 de Abril de 2012, instituindo as regras destinadas a reduzir barreiras para instalação de GD de pequeno porte, que incluem a microgeração (até 100 kW) e a minigeração (100 kW a 1 MW).

2.3.4.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17.4.2012

A Resolução Normativa n. 482, de 17.4.2012 [49], cria o “Sistema de Compensação de Energia”, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada).

Pelo sistema, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia, e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes (sistema *net metering*). Os créditos poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses e as informações estarão na fatura do consumidor, a fim de que ele saiba o saldo de energia e tenha o controle sobre a sua fatura.

Os órgãos públicos e as empresas com filiais que optarem por participar do sistema de compensação também poderão utilizar o excedente produzido em uma de suas instalações para reduzir a fatura de outra unidade.

O consumidor que instalar micro ou minigeração distribuída será responsável inicialmente pelos custos de adequação do sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação. Após a adaptação, a própria distribuidora será responsável pela manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

As distribuidoras tiveram até 240 dias após a publicação da resolução para elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso desses pequenos geradores, tendo como referência a regulamentação vigente, as normas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais. A geração de energia elétrica próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora, chamada de "geração distribuída", pode trazer uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional, como, por exemplo, economia dos investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

Paralelamente ao sistema de compensação de energia, a ANEEL aprovou novas regras para descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para usinas maiores (de até 30 MW) que utilizarem a fonte solar [12]. Para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o desconto de 80% será aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina. O desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. Para os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, mantém-se o desconto de 50% nas tarifas.

2.3.4.2 Resolução Normativa ANEEL n° 414, de 9.9.2010

A Resolução Normativa n° 414, de 9.9.2010 [16], estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Em seu Artigo 98 (redação dada pela Resolução Normativa ANEEL n° 479, de 03.04.2012), regulamenta que:

”O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:

- I. 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
- II. 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- III. 100 kWh, se trifásico.

§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação.”

Isso significa que o consumidor do grupo B que instalar um sistema FV-CRIE vai ter que pagar em cada mês no mínimo o custo de disponibilidade correspondente à sua categoria (monofásico, bifásico ou trifásico). Ou seja, um consumidor do grupo B terá que pagar ao mês no mínimo o valor correspondente a um consumo de 50 kWh, mesmo que o seu consumo ao fim do mês tenha sido inferior a 50 kWh – seja por ter um consumo baixo naquele mês, seja por ter um sistema FV-CRIE que reduziu seu consumo a um patamar abaixo de 50 kWh.

2.3.4.3 Convênio ICMS/CONFAZ n. 6, de 5.4.2013

O Convênio ICMS/CONFAZ n.º 6, de 5.4.2013 [15] estabelece as orientações quanto à cobrança do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços (ICMS) no sistema de compensação de energia previsto pela Resolução Normativa n. 482, de 17.4.2012 [49].

A questão do ICMS no ”Sistema de Compensação de Energia Elétrica”(REN 482/2012 ANEEL) foi tratada em Brasília no âmbito dos trabalhos do ”GT13 - Energia Elétrica”(Grupo de trabalho n.13 - Energia Elétrica), do qual participam representantes das Secretarias de Estado da Fazenda (SEFAZ) de cada um dos estados brasileiros. O GT13 é vinculado ao MME e o texto do Convênio ICMS 6/2013 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) é um dos resultados do trabalho desse grupo.

O Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ é um convênio nacional orientativo. Em cada estado brasileiro, a SEFAZ correspondente deve publicar sua regulamentação própria para tratar do assunto, mas a tendência é que tal convênio seja ratificado na íntegra por cada unidade federativa.

No caso de Santa Catarina, foi confirmado pela SEFAZ-SC a este autor que o Convênio ICMS/CONFAZ nº 6/2013 [15] será incorporado no Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Santa Catarina (RICMS/SC), decreto nº 2.870/2001, no "Anexo 6 - Dos regimes e procedimentos especiais".

Ainda segundo informações da SEFAZ-SC, nos itens do RICMS/SC que tratam do ICMS no "Sistema de Compensação de Energia Elétrica" (REN 482/2012 ANEEL), será abolida, para os mini e microgeradores instalados em Santa Catarina, a exigência dos relatórios previstos no inciso III da cláusula quarta do Convênio ICMS/CONFAZ nº 6/2013. Visando simplificar o cumprimento das obrigações relativas a este convênio, o estado de Santa Catarina dispensou as distribuidoras catarinenses da entrega do relatório pormenorizado da energia injetada nos seus respectivos sistemas. Esta dispensa está prevista no próprio convênio no § 2º da mesma cláusula quarta.

Quanto à cobrança do ICMS no âmbito do "Sistema de Compensação de Energia Elétrica" (REN 482/2012 ANEEL), será cobrado o ICMS sobre o valor integral da operação de venda de energia elétrica, antes de qualquer compensação, conforme indicado nos incisos I e II da cláusula segunda do Convênio ICMS/CONFAZ nº 6/2013 do CONFAZ. Ou seja, será tributado o consumo bruto.

Tome-se como exemplo um consumidor residencial (não baixa-renda) trifásico que em um determinado mês injeta na rede 300 kWh com seu sistema FV-CRIE (o restante da geração foi consumida pelas cargas da casa antes de ser injetada na rede, e não é cobrado ICMS sobre tal parcela). Caso no mesmo mês essa residência consuma da rede 300 kWh, ao fim do mês tal consumidor receberá uma fatura cobrando

o ICMS (e muito provavelmente também PIS e COFINS¹) sobre o seu consumo bruto da rede "antes de qualquer compensação" (ou seja, 300 kWh) e pagará ainda um custo de disponibilidade correspondente a 100 kWh (mas sobre esse custo de disponibilidade é cobrada a tarifa sem impostos, já que os impostos já foram pagos sobre 300 kWh).

2.3.4.4 Procedimentos de Distribuição (PRODIST) ANEEL, Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída

Nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) ANEEL, Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída [14], são descritos os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Nele são dadas orientações gerais quanto às etapas de viabilização do acesso. A partir de dezembro de 2012, todas as distribuidoras já deveriam ter disponibilizado em seus sites os seus procedimentos e formulários específicos. Algumas já o fizeram (como CELESC, CEMIG, entre outras), mas há várias que ainda não.

Para um sistema de geração distribuída com potência instalada de até 100 kW, o PRODIST requer os seguintes equipamentos (todos pagos pelo acessante):

1. Elemento de desconexão: chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
2. Elemento de interrupção: elemento de interrupção automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.

¹O Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep, neste trabalho chamado apenas de PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são contribuições federais regulamentadas pela Lei 9.719/1998 [50], Lei 10.637/2002 [51] e MP 2.158-35/2001 [52]. Ambas são cobradas na fatura de energia elétrica juntamente com o imposto estadual ICMS, e os três utilizam a mesma base de cálculo, como visto posteriormente neste trabalho. Para simplificar, neste trabalho o PIS e a COFINS são mencionados também como "impostos". Não está ainda definido na legislação federal que também serão cobrados PIS e COFINS sobre a energia injetada na rede por um sistema FV-CRIE, mas tudo leva a crer que sim, para que ICMS, PIS e COFINS continuem tendo a mesma base de cálculo, e assim foi considerado neste trabalho. Em consultas informais à ANEEL e à SEFAZ/SC, o autor foi informado que será mesmo o mais provável, pois de outra forma ficarão bastante confusos os cálculos dos três impostos na fatura do consumidor final, como poderá se entender melhor quando posteriormente neste trabalho for apresentada a equação que define a base de cálculo para PIS, COFINS e ICMS.

3. Proteção de sub e sobretensão: não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
4. Proteção de sub e sobrefrequência: não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
5. Relé de sincronismo.
6. Anti-ilhamento.
7. Medidor Bidirecional: deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida, da energia elétrica ativa injetada na rede.

No caso dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede, as proteções listadas pelo PRODIST podem estar inseridas nos referidos inversores, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos que utilizem esse tipo de equipamento (inversor) para acessar a rede.

O acessante deve também apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras, ou, na sua ausência, normas internacionais.

As distribuidoras podem solicitar procedimentos, equipamentos e ensaios complementares aos exigidos pelo PRODIST.

2.3.4.5 Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição

Na Instrução Normativa da CELESC que trata dos requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico [53], são definidos, além de outros pontos:

- as etapas para viabilização do acesso,
- os critérios básicos da conexão,
- os requisitos do sistema de proteção,

- os requisitos de qualidade de energia e
- os requisitos do sistema de medição de energia.

2.3.4.5.1 Etapas para viabilização do acesso

Os procedimentos e considerações principais estabelecidos na Instrução Normativa da CELESC são indicados nos subitens a seguir.

Solicitação de acesso

O acessante deverá encaminhar à Celesc Distribuição os seguintes documentos:

- i. Formulário de Solicitação de Acesso (conforme modelo disponibilizado pela CELESC no Anexo 02 da resolução normativa);
- ii. Memorial Descritivo da instalação, diagrama unifilar, desenhos/projetos elétricos da instalação do micro ou minigerador, especificações técnicas dos equipamentos a serem instalados;
- iii. Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do profissional que assina o projeto elétrico, com assinatura do titular da unidade consumidora.

Parecer Técnico de Acesso

O Parecer Técnico de Acesso é o documento emitido pela Celesc Distribuição no qual ficam estabelecidos os requisitos e características técnicas da conexão, as condições de acesso que o acessante deverá atender, e demais características do empreendimento.

A Celesc Distribuição emitirá o Parecer Técnico de Acesso:

- em até 30 dias após a Solicitação de Acesso, caso não houver necessidade de obras ou reforços no sistema.
- em até 60 dias após a Solicitação de Acesso, caso houver necessidade de obras ou reforços no sistema e o acessante seja classificado como minigeração.

Juntamente com o Parecer Técnico de Acesso, a Celesc Distribuição encaminhará ao acessante:

- i. Aditivo do contrato de sua unidade consumidora (Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica / Contrato de Uso do Sistema

de Distribuição – CUSD / Contrato de Adesão), com o objetivo de formalizar as regras de faturamento do sistema de compensação de energia elétrica; e

- ii. Acordo operativo ou acordo de relacionamento operacional.

Implantação da Conexão

Após a celebração dos documentos citados nos subitens anteriores, o acessante deverá efetuar a solicitação de vistoria, encaminhando à Celesc:

- i. Formulário de Solicitação de Vistoria (conforme modelo disponibilizado pela CELESC no Anexo 03 da resolução normativa)
- ii. ART de supervisão e de execução da obra realizada.

A documentação acima deverá ser encaminhada à respectiva Agência Regional da Celesc, conforme o município da unidade consumidora. A Celesc Distribuição efetuará a vistoria nas instalações do acessante em até 30 dias após o recebimento da Solicitação de Vistoria.

Após efetuar a vistoria das instalações, a Celesc Distribuição emitirá ao acessante o Relatório de Vistoria em até 15 dias, e apontará as eventuais pendências técnicas da instalação.

Aprovação do Ponto de Conexão

Caso não haja pendências técnicas, a Celesc Distribuição emitirá a aprovação do ponto de conexão em até sete dias após a emissão do Relatório de Vistoria.

Caso contrário, o Acessante deverá efetuar as adequações técnicas pertinentes, conforme o Relatório de Vistoria, e informar a Celesc Distribuição quando as pendências tiverem sido eliminadas. A Celesc efetuará a avaliação técnica e, caso não haja pendências, a aprovação do ponto de conexão será efetuada em até sete dias.

2.3.4.6 Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Cemig Distribuição

Os requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Cemig Distribuição [54] são bastante semelhantes aos adotados pela CELESC Distribuição, não apresentando diferenças relevantes para o escopo deste trabalho.

3

Metodologia

Neste capítulo é explicada a metodologia desenvolvida para avaliar o retorno do investimento em sistemas FV-CRIE instalados no Brasil. Neste trabalho, tal metodologia é aplicada a sistemas FV-CRIE instalados no meio urbano, em residências unifamiliares (consumidor não baixa renda), nas distintas regiões do Brasil, considerando as diferenças na disponibilidade do recurso solar local e na tarifa residencial local.

Quanto ao consumidor analisado, nas seções seguintes é apresentados os critérios considerados para definição dos seguintes tópicos:

1. Tipo de conexão: monofásica, bifásica ou trifásica (reflete no custo de disponibilidade).
2. Consumo mensal de energia elétrica da rede a ser considerado.
3. Impostos incidentes sobre a tarifa residencial B1¹.
4. Tarifa residencial B1 sem impostos válida para Maio/2013.
5. Taxa de aumento anual na tarifa residencial B1.

Quanto ao sistema FV-CRIE, nas seções seguintes é apresentada a metodologia para definição dos seguintes tópicos:

¹As tarifas do "grupo B" se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo: B1 (Classe residencial e subclasse residencial baixa renda); B2 (Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural); B3 (Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio), e B4 (Classe iluminação pública) [55].

1. Produtividades anual (kWh/kWp/ano) e mensal (kWh/kWp/mês) a serem consideradas.
2. Potência FV instalada.
3. Percentual da geração FV que é injetado na rede.
4. Redução anual na produtividade.
5. Custo do kWp instalado.
6. Custo do medidor de energia e do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) [14, 53, 54].
7. Despesas anuais com Operação e Manutenção (O&M).

Quanto à análise de retorno do investimento em um sistema FV-CRIE, nas seções seguintes é apresentada a metodologia para definição dos seguintes tópicos:

1. Condições, cenários e variantes de análise.
2. Faixa de valores a serem considerados para a taxa de aumento anual da tarifa.
3. Faixa de valores a serem considerados para o custo do kWp instalado.
4. Procedimento de cálculo para a análise de retorno do investimento.

Nas seções a seguir são discutidas então cada grandeza a ser quantificada, os procedimentos de cálculo, e as condições e cenários a serem determinados.

3.1 Grandezas relacionadas ao consumidor analisado

Quanto ao consumidor residencial (não baixa renda) analisado e à fatura de energia elétrica que lhe é cobrada, nesta seção é apresentada a metodologia adotada para definição dos seguintes tópicos:

1. Tipo de conexão: monofásica, bifásica ou trifásica (tal escolha reflete no custo de disponibilidade).

2. Consumo mensal de energia elétrica da rede a ser considerado.
3. Impostos incidentes sobre a tarifa residencial B1.
4. Tarifa residencial B1 sem impostos válida para Maio/2013.
5. Taxa de aumento anual na tarifa residencial B1.

3.1.1 Tipo de conexão

Optou-se por definir o consumidor como trifásico, por ser o tipo de consumidor mais provável para instalar sistemas FV-CRIE, e por permitir uma análise mais conservativa, já que tal escolha incorre em um custo de disponibilidade maior a pagar mensalmente (100kWh).

3.1.2 Consumo mensal de energia elétrica

Para fazer tal análise primeiramente, a título orientativo, foi solicitado pelo autor à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) uma planilha com a a média mensal anual do consumo total do setor residencial (exceto baixa renda), e com o total dos consumidores residenciais (exceto baixa renda), para 2011, por Estado. Com esses dados, foi possível calcular o consumo mensal médio dos consumidores residenciais tarifa B1 (exceto baixa renda), em 2011, por Estado, e também a média nacional. Na Figura 3.1 são apresentados os valores do consumo médio mensal para os consumidores residenciais tarifa B1 (exceto baixa renda), em 2011, por Estado, e o valor médio nacional para o consumo deste setor, a título de comparação.

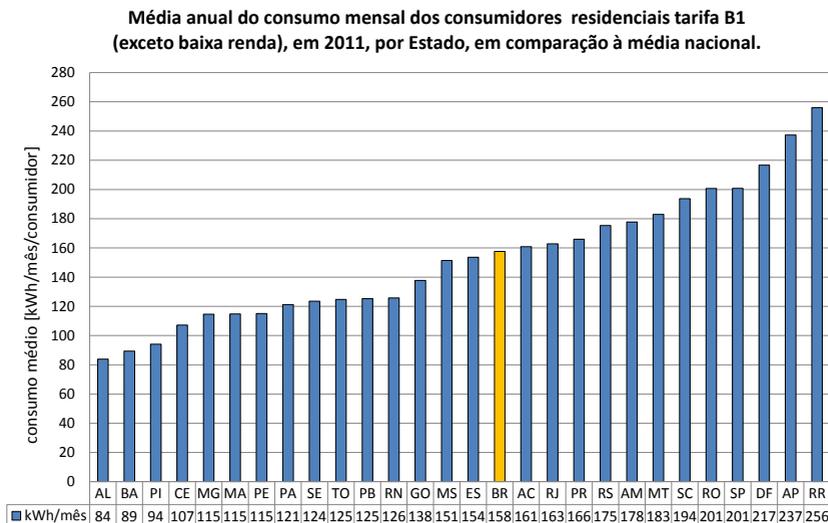


Figura 3.1. Consumo médio mensal dos consumidores residenciais tarifa B1 (exceto baixa renda), em 2011, por Estado, em comparação à média nacional.

Já se esperava de que tais valores dariam somente uma noção de ordem de grandeza, principalmente em Estados caracterizados por uma alta concentração de renda e pouco acesso da população mais pobre à energia elétrica.

Com base nas informações da Figura 3.1 e em que, pelas condições atuais de custos e financiamento para um sistema FV-CRIE, o consumidor residencial que irá instalar um gerador FV em sua residência provavelmente será de classe média-alta ou superior, e que provavelmente tal consumidor tem também preocupações com a eficiência energética de suas cargas, considera-se razoável pensar num consumo de 250 kWh/mês para o consumidor analisado para as 27 capitais. Será considerado também que tal consumo é o mesmo para todos os meses do ano, pois assim se terá o mesmo padrão de consumo para todas as capitais, fazendo com que a comparação entre os níveis de viabilidade encontrado para as 27 capitais seja somente função do nível e variações mensais na irradiação, do valor da tarifa e dos impostos (ICMS, PIS e COFINS). Isolando essa variante, tem-se melhores condições de comparar o quanto a instalação de um sistema FV-CRIE é mais viável numa capital do que em outra.

Para Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG), como se busca

também uma análise detalhada específica, buscou-se faturas de um ano completo para um consumidor real em cada uma das duas capitais. A condição estabelecida foi de que tal consumidor teria que ter uma média anual de consumo acima de 200 kWh/mês. Tais valores reais de consumo mensal são utilizados nas análises detalhadas para essas duas capitais.

Foram obtidas então faturas residenciais de um ano do:

1. Consumidor A (de Florianópolis - SC), cujo consumo médio mensal de maio/2012 a abril/2013 foi de 245 kWh (com 162 kWh no mês com menor consumo, e 302 kWh no mês com maior consumo).
2. Consumidor B (de Belo Horizonte - MG), cujo consumo médio mensal de maio/2012 a abril/2013 foi de 234 kWh (com 153 kWh no mês com menor consumo, e 276 kWh no mês com maior consumo).

3.1.3 Impostos incidentes sobre a tarifa residencial B1

Sobre o valor da tarifa sem impostos residencial B1 promulgada pela ANEEL, incidem o imposto estadual ICMS e as contribuições federais PIS e COFINS. Após a inclusão desses impostos é que se tem a tarifa final de energia elétrica cobrada ao consumidor residencial que se enquadra na classe B1.

Como as informações disponíveis nos sites de diversas concessionárias eram dúbias, e como quase nenhuma concessionária disponibiliza em seu site informações sobre as alíquotas de PIS e COFINS aplicadas, optou-se por buscar uma fatura residencial de cada capital, com consumo igual ou maior que 250 kWh (que é o consumo definido para o consumidor genérico das 27 capitais), assim permitindo confirmar se a alíquota informada no site de cada concessionária para esse nível de consumo estava mesmo correta. Com as faturas reais em mãos, pode-se também ter valores mais atualizados das alíquotas de PIS e COFINS. Foi solicitado às pessoas que enviaram faturas que enviassem a cujo "mês de referência" fosse "dezembro/2012", para que fossem utilizadas nas análises alíquotas válidas no mesmo período em todas as capitais. O *link* para baixar tais faturas é informado no Anexo A.

Através da verificação das faturas fornecidas pelos consumidores A (de Florianópolis - SC) e B (de Belo Horizonte - MG), e em relatório da

GIZ/IDEAL [56], pode-se verificar que as alíquotas de PIS e COFINS variam ao longo do ano, mas o impacto de tais variações é desprezível comparado ao valor total dos impostos pagos. Então optou-se por considerar constantes as alíquotas de PIS e COFINS ao longo dos 25 anos de análise do investimento. O mesmo foi feito em relação às alíquotas de ICMS, cujos valores, para tarifa residencial, se mantêm efetivamente constantes por vários anos.

Na Figura 3.2 são apresentados os impactos dos impostos sobre os valores totais da energia com impostos cobrados nas faturas reais enviadas pelos colaboradores de cada capital. No valor total da energia com impostos estão desconsiderados a Contribuição de Iluminação Pública (CIP) e eventuais multas, juros ou bonificações incidentes na fatura de energia. Observa-se que, enquanto para a maioria das capitais a alíquota de PIS mais COFINS fica em torno de 5%, para Macapá (AP) ela é quase nula (0,6%), e para Manaus (AM) ela efetivamente é zero. Além disso, ainda para Macapá (AP), o impacto do ICMS, PIS e COFINS (7%) é bem inferior ao das demais capitais. Esse nível de impostos bem abaixo das demais capitais, junto com a menor tarifa residencial dentre as capitais do país (como pode ser visto nos próximos tópicos), faz com que, apesar de Macapá (AP) estar numa região de bom nível de irradiação, a cidade tenha baixa viabilidade para instalação de sistemas FV-CRIE (como apresentado no capítulo de resultados).

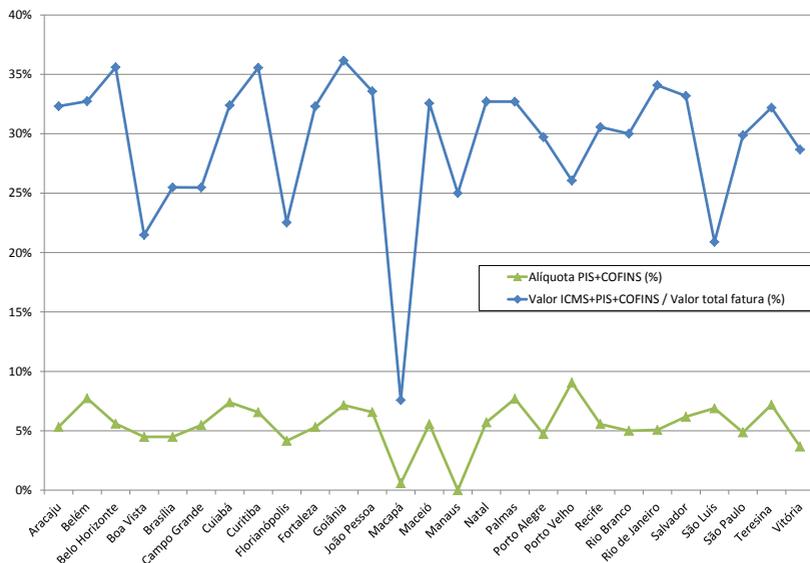


Figura 3.2. Impacto do ICMS, PIS e COFINS sobre o valor final nas faturas de energia elétrica recebidas de um consumidor residencial de cada capital.

Na Tabela 3.1 são apresentadas as alíquotas de ICMS informados nos sites das concessionárias atuantes em cada capital, assim como as faixas de consumo nas quais cada alíquota de ICMS é aplicável. Através do recálculo dos valores das faturas reais, foi verificado que, para as capitais com mais de uma alíquota de ICMS, é aplicada a mesma alíquota para o consumo total do mês, na faixa em que tal consumo total se enquadra. Ou seja, para Aracaju (SE), caso o consumo mensal seja de 250 kWh, incidirá 27% de ICMS sobre os 250 kWh. A única exceção fica por conta de Florianópolis (SC), onde, caso sejam consumidos 250 kWh, incidirá 12% de ICMS sobre os primeiros 150 kWh, e 25% de ICMS sobre os 100 kWh finais.

Ainda na Tabela 3.1, são apresentadas as alíquotas de PIS e COFINS já somadas, conforme informado nas faturas reais de cada capital. Como foi dito anteriormente, tais alíquotas serão consideradas constantes ao longo dos 25 anos de análise do investimento. Adotando essa consideração, foi feito o recálculo das faturas referentes aos meses de março e abril de 2013 do consumidor A (de Florianópolis - SC), e as diferenças verificadas foram de 3,1% e -0,4%, respectivamente, entre os valores reais dessas faturas (que teriam sido encontrados caso fossem

atualizadas as alíquotas desses impostos) e os valores encontrados utilizando as alíquotas válidas em dez/2012. Foi feito o mesmo para o consumidor B (de Belo Horizonte - MG), e foram encontradas diferenças de 0,4% e 1,0%. Com esses resultados, considerou-se que a metodologia escolhida é aceitável e incorre em erros desprezíveis em relação a outras incertezas da análise (como, p.ex., totais mensais da irradiação solar).

3.1.4 Tarifa residencial B1 sem impostos (Maio/2013)

A tarifa residencial B1 sem impostos válida para Maio/2013 será a utilizada em cada capital como ponto de partida na operação de cada sistema FV-CRIE cujo retorno do investimento é aqui analisado. Em todas as simulações é considerado que a data de início de operação do sistema FV-CRIE é 01.05.2013.

Os valores das tarifas homologadas pela ANEEL para consumidor residencial B1 foram obtidos no site da ANEEL [36] para todas as capitais, e estão indicados na Figura 3.3. Tais tarifas são expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) e não contemplam tributos e outros elementos que fazem parte da conta de luz, tais como: ICMS, PIS, COFINS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial, cuja cobrança foi encerrada em 22.12.2005. Para as tarifas homologadas a partir de 01.07.2005, os valores relativos à cobrança dos tributos PIS e COFINS passaram a ser considerados também em destaque na conta de luz, como já era feito anteriormente para o ICMS.

Na Figura 3.3 são apresentadas também as tarifas sem impostos válidas em 23.01.2013 (logo antes da redução de cerca de 18% ocorrida em 24.01.2013 [33–35]), em 24.01.2013 (já considerando a redução ocorrida neste dia), e as tarifas válidas oito anos antes, em 23.1.2005. Pode-se observar, que com a redução no valor da tarifa ocorrida em 24.01.2013, para 12 capitais os patamares ficaram abaixo dos praticados em 23.01.2005.

Como pode-se observar pelas Figuras 3.3 e 3.4, entre 25.1 e 30.04.2013 houve oito novos reajustes de preços de tarifas, mas a redução em 2013 continua além de 12%. Dois dos reajustes ocorridos após 24.01 – para Campo Grande (MS) e Salvador (BA) – foram para reduzir ainda mais as tarifas. Para essas duas capitais, a redução no valor da tarifa em 2013 foi já de mais de 25%. Esse tipo de situação faz com que capitais que no início de jan.2013 apresentariam viabilidade

Tabela 3.1. Alíquotas de ICMS, PIS e COFINS para cada capital [parte 1/2].

Capital	Estado	Distribuidora	DADOS OBTIDOS NOS SITES DAS CONCESSIONÁRIAS		FATURAS REAIS DEZ/2012
			Faixa de consumo ⁽¹⁾ (kWh)	Alíquota ICMS por faixa de consumo ⁽¹⁾ (%)	Alíquota PIS+COFINS ⁽²⁾ (%)
Aracaju	SE	Energisa Sergipe	0 a 50	0%	5,3157%
			51 a 220	25%	
			> 220	27%	
Belém	PA	CELPA - SIN	0 a 100	0%	7,7319%
			101 a 150	15%	
			> 150	25%	
Belo Horizonte	MG	CEMIG	0 a 90	0%	5,5923%
			> 90	30%	
Boa Vista	RR	Boa Vista Energia	0 a 100	0%	4,4831%
			> 100	17%	
Brasília	DF	CEB	0 a 50	0%	4,4883%
			51 a 200	12%	
			201 a 300	17%	
			301 a 500	21%	
			> 500	25%	
Campo Grande	MS	ENERSUL - SIN	0 a 50	0%	5,4720%
			51 a 200	17%	
			201 a 500	20%	
			> 500	25%	
Cuiabá	MT	CEMAT - SIN	0 a 100	0%	7,3917%
			101 a 150	10%	
			151 a 250	17%	
			251 a 500	25%	
			> 500	27%	
Curitiba	PR	COPEL		29%	6,5587%
Florianópolis	SC	CELESC	0 a 150	12%	4,1489%
			> 150	25%	
Fortaleza	CE	COELCE		27%	5,3072%
Goiânia	GO	CELG		29%	7,1526%
João Pessoa	PB	Energisa Paraíba	0 a 50	0%	6,5699%
			51 a 100	25%	
			> 100	27%	
Macapá	AP	CEA		7%	0,5768%
Maceió	AL	CEAL	0 a 30	0%	5,5559%
			31 a 150	17%	
			> 150	27%	

Tabela 3.1. Alíquotas de ICMS, PIS e COFINS para cada capital [parte 2/2].

Capital	Estado	Distribuidora	DADOS OBTIDOS NOS SITES DAS CONCESSIONÁRIAS		FATURAS REAIS DEZ/2012
			Faixa de consumo ⁽¹⁾ (kWh)	Alíquota ICMS por faixa de consumo ⁽¹⁾ (%)	Alíquota PIS+COFINS ⁽²⁾ (%)
Manaus	AM	Amazonas Energia		25%	0,0000%
Natal	RN	COSERN	0 a 60	0%	5,7100%
			61 a 300	17%	
			> 300	27%	
Palmas	TO	CELTINS	0 a 50	0%	7,6965%
			> 50	25%	
Porto Alegre	RS	CEEE	0 a 50	12%	4,7216%
			> 50	25%	
Porto Velho	RO	CERON	0 a 50	0%	9,0571%
			> 50	17%	
Recife	PE	CELPE		25%	5,5600%
Rio Branco	AC	ELETROACRE	0 a 50	0%	5,0004%
			51 a 100	12%	
			101 a 140	17%	
			> 140	25%	
Rio de Janeiro	RJ	LIGHT	0 a 50	0%	5,0800%
			51 a 300	18%	
			> 300	29%	
Salvador	BA	COELBA	< 150	25%	6,1800%
			≥ 150	27%	
São Luís	MA	CEMAR - SIN	0 a 30	0%	6,8908%
			31 a 50	0%	
			51 a 100	12%	
			101 a 500	14%	
			> 500	27%	
São Paulo	SP	AES Eletropaulo	0 a 90	0%	4,8658%
			91 a 200	12%	
			> 200	25%	
Teresina	PI	CEPISA	0 a 50	0%	7,1859%
			51 a 200	20%	
			> 200	25%	
Vitória	ES	ESCELSA	0 a 50	0%	3,6650%
			> 50	25%	

econômica para instalação de sistemas FV-CRIE, agora já não o são mais, pois o retorno do investimento depende da economia mensal em valor de energia não pago à concessionária. Se tal valor reduziu bastante, isso impacta e deixa menos atrativo o investimento.

3.1.5 Taxa de aumento anual na tarifa residencial B1

A taxa de aumento anual na tarifa residencial B1 é definida com base nas informações apresentadas na Figura 3.5. Tomar-se-á como base as médias geométricas anuais para o período de oito anos até logo antes da redução de 24.1.2013. Nota-se que o aumento médio (geométrico) no período indicado varia de quase 6% até quase -1%. A faixa de taxas de aumento anual de tarifa ficará definida então de 1% a 5% ao ano, sendo que, numa análise geral nota-se que considerar uma taxa de aumento anual de 2% ao ano seria razoável, e foi essa a taxa escolhida para o resumo dos valores que será apresentado para as 27 capitais.

Para Florianópolis (SC), o aumento médio (geométrico) da tarifa B1 para o período de oito anos indicado foi de 0,34%. Optou-se então por apresentar no resumo das análises detalhadas, os resultados obtidos considerando uma taxa de 1% ao ano de aumento da tarifa residencial.

Para Belo Horizonte (MG), o aumento médio (geométrico) da tarifa B1 para o período de oito anos indicado foi de 2,03%. Optou-se então por apresentar no resumo das análises detalhadas, os resultados obtidos considerando uma taxa de 2% ao ano de aumento da tarifa residencial.

No entanto, todas as análises serão feitas para taxas de aumento anual na tarifa residencial de: 1%, 2%, 3%, 4% e 5%, principalmente para verificar em qual nível seria necessário chegar o aumento anual da tarifa residencial para que o sistema FV-CRIE ficasse viável nas capitais com menor viabilidade econômica.

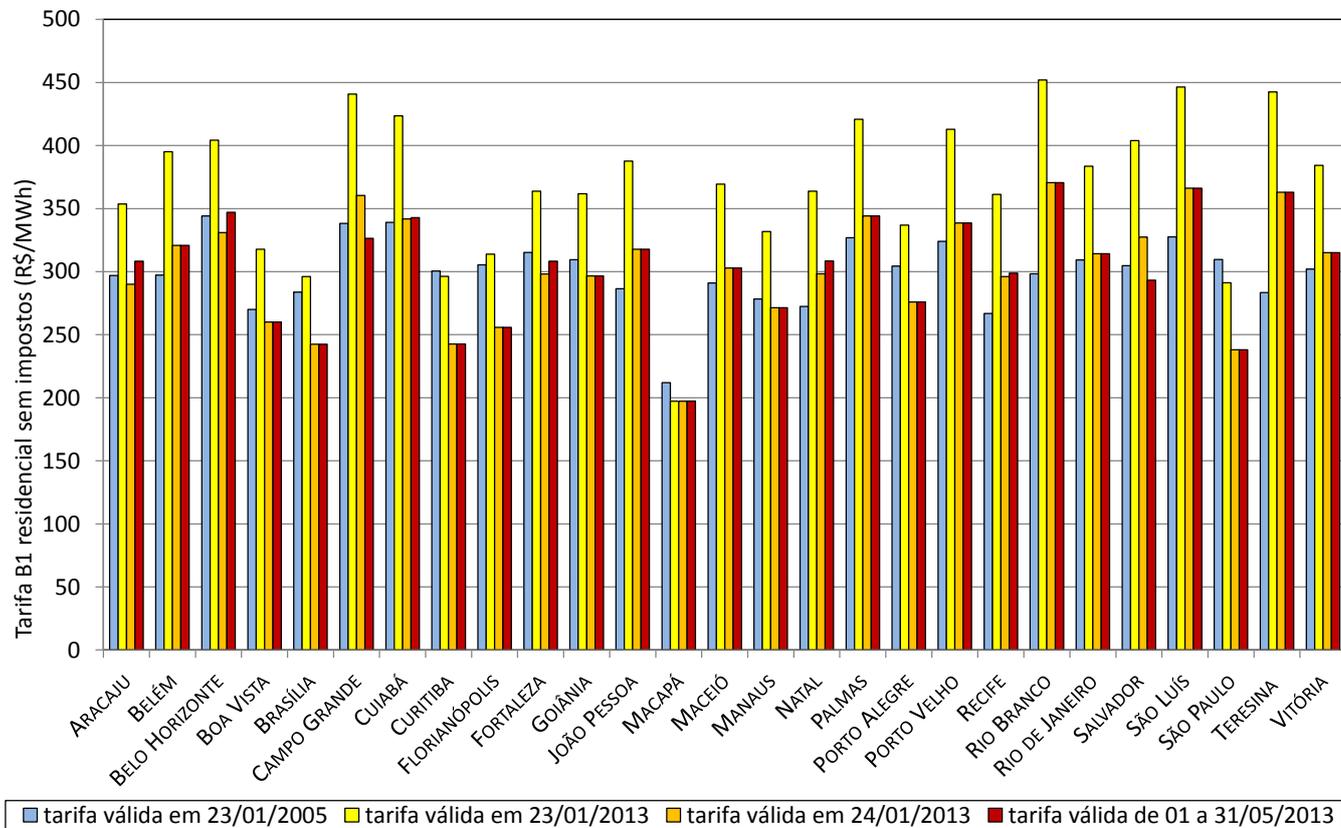


Figura 3.3. Tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (2005 e 2013). Elaborado pelo autor, com base nas informações disponíveis no site da ANEEL [36].

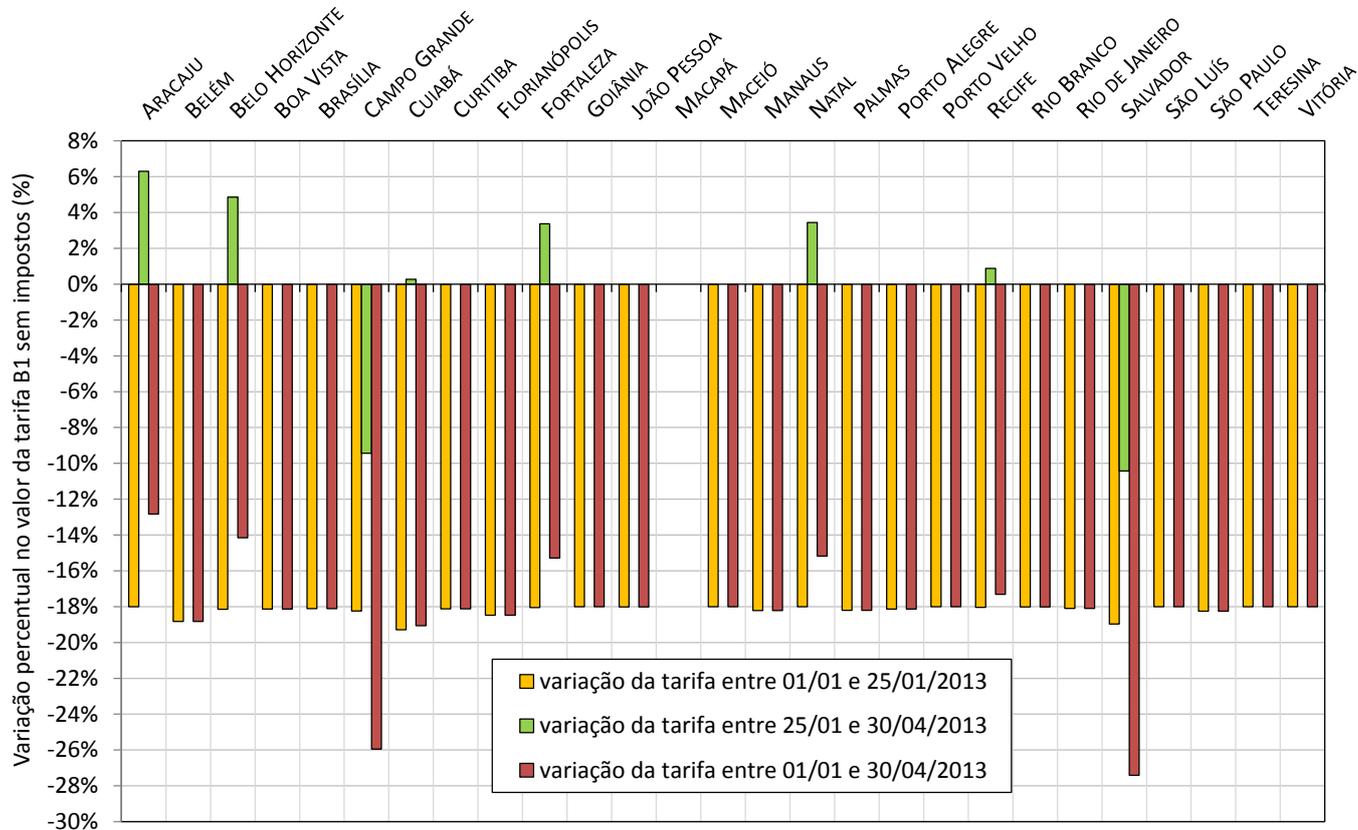


Figura 3.4. Variação no valor das tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (jan a abr/2013).

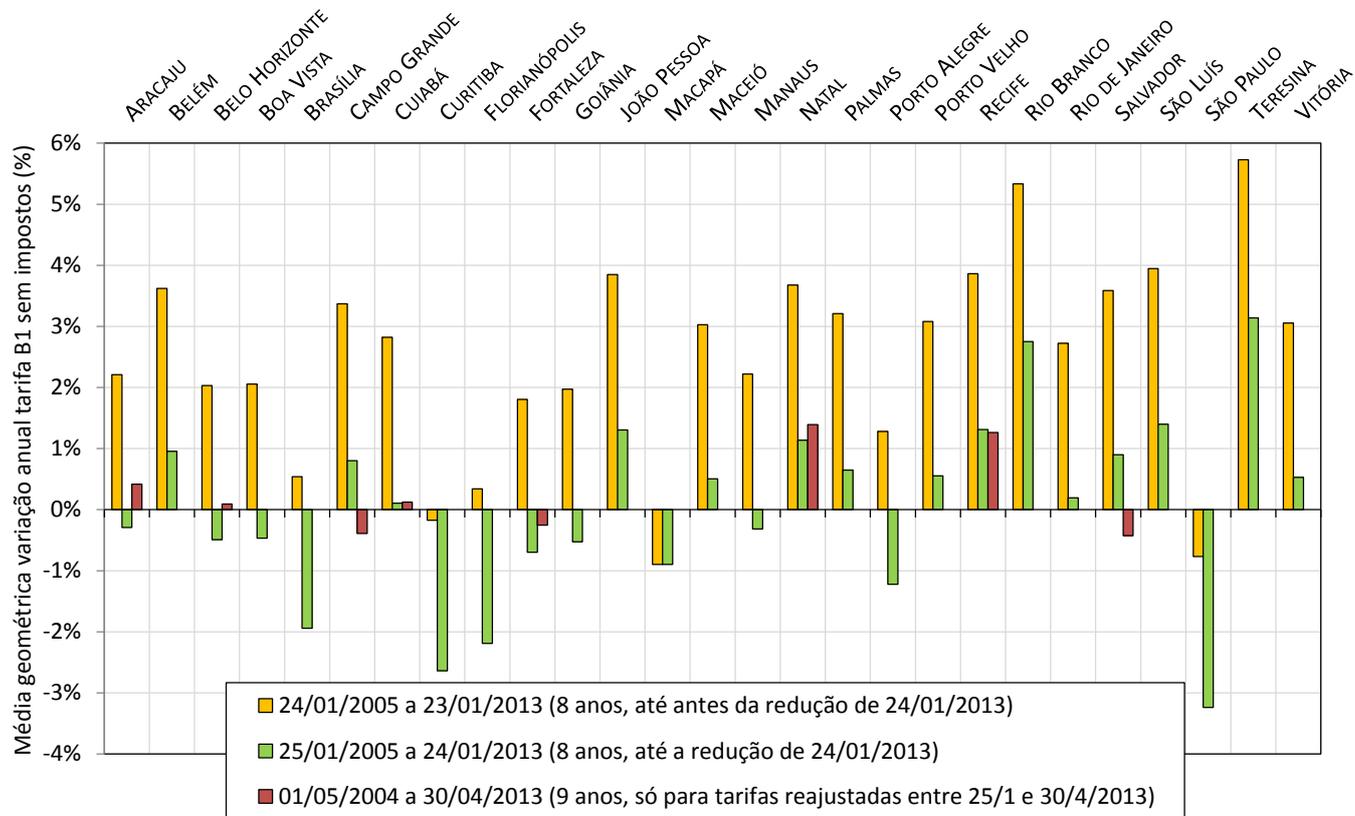


Figura 3.5. Média geométrica anual da variação das tarifas B1 residenciais sem impostos para cada capital (2004 e 2013).

3.2 Grandezas relacionadas ao sistema FV-CRIE

Quanto ao sistema FV-CRIE, nesta seção é apresentada a metodologia adotada para definição dos seguintes tópicos:

1. Produtividade anual (kWh/kWp/ano) e mensal (kWh/kWp/mês) a serem consideradas.
2. Potência FV instalada.
3. Percentual da geração FV que é injetado na rede.
4. Redução anual na produtividade.
5. Custo do kWp instalado.
6. Custo do medidor de energia e do DSV [14, 53, 54].
7. Despesas anuais com O&M.

Tais características são discutidas nas seções a seguir.

3.2.1 Produtividade anual e mensal

Para um sistema FV-CRIE, a produtividade (*yield* [57]) é o resultado da divisão da energia elétrica total gerada pelo sistema (na saída do inversor, disponibilizada para as cargas da edificação e cujo excedente é injetado na rede), em determinado intervalo de tempo, dividido pela potência nominal do somatório de módulos FV instalados [57]. Neste trabalho são utilizados valores anuais e mensais de produtividade FV, que são expressos nas unidades kWh/kWp/ano e kWh/kWp/mês, respectivamente.

Quanto às produtividades anual (kWh/kWp/ano) e mensais (kWh/kWp/mês) a serem consideradas, inicialmente foi feito o levantamento pelo banco de dados SWERA sobre o nível de irradiação anual incidente numa superfície voltada para o Norte e com inclinação igual à latitude local. Tal orientação e inclinação normalmente é a que dá a melhor produtividade anual ao sistema FV, mas nem sempre é viável quando se busca a integração arquitetônica dos módulos FV.

Sobre tais valores de irradiação anual, foi aplicada uma Taxa de Desempenho (PR, do inglês *Performance Ratio* [57]) de 0,8 – que é um valor bastante provável, facilmente encontrado em sistemas FV-CRIE instalados nos últimos anos [58, 59] e bastante razoável mesmo para

sistemas mais antigos [60]. O valor numérico resultante da multiplicação da irradiação total anual pelo PR proposto (0,8) dá a produtividade anual estimada do sistema [57], que é a energia estimada que ele vai gerar ao ano, por unidade de potência instalada, normalmente expressa em kWh/kWp/ano.

Os resultados de tais cálculos são apresentados na Figura 3.6 para valores de produtividade anual (para as 27 capitais), e na Figura 3.7 para valores de produtividade mensal (para quatro capitais, para se observar a variabilidade sazonal e mensal da produtividade entre as quatro capitais). Foi dado destaque para as duas cidades para as quais serão apresentadas análises mais detalhadas (Florianópolis e Belo Horizonte), e duas cidades que, em cálculos preliminares, apresentaram o melhor (Teresina) e o pior (Macapá) retorno do investimento dentre as 27 capitais analisadas.

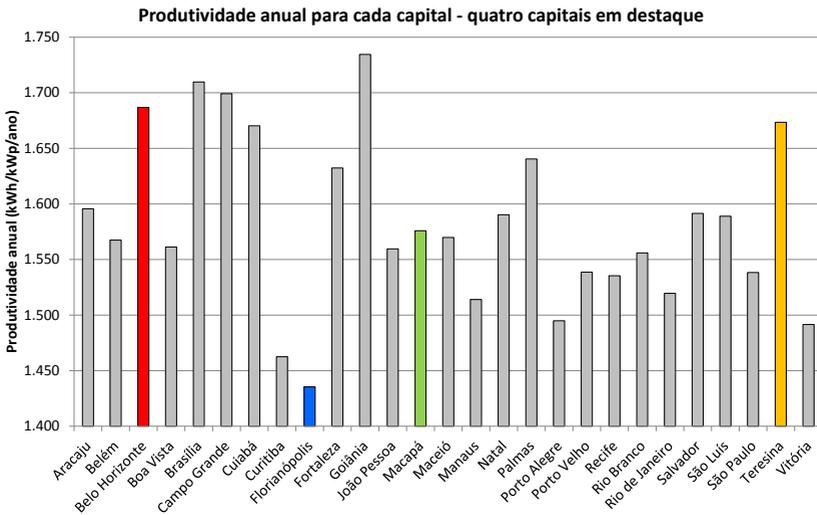


Figura 3.6. Produtividade anual para cada capital com quatro capitais em destaque.

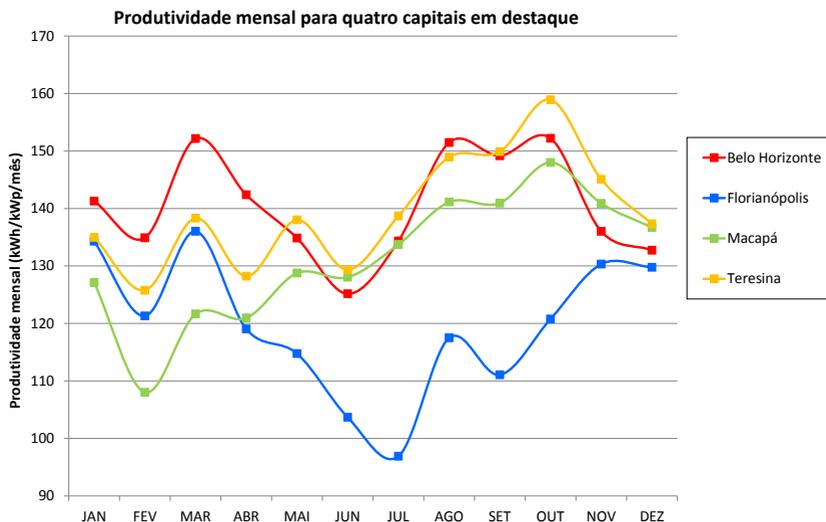


Figura 3.7. Produtividade mensal para quatro capitais em destaque.

Os valores de produtividade anuais foram então comparados com valores efetivos de produtividade anual de sistemas FV reais publicados [60, 61] e em consulta direta ao proprietário de um sistema FV-CRIE instalado próximo a Belo Horizonte. Os resultados de tais comparações é apresentado na Tabela 3.2. Como pode-se notar, as diferenças entre os resultados teóricos e os reais são consideráveis. Para adotar análises econômicas mais conservativas e próximas de resultados reais, nos resumos dos resultados serão apresentados somente análises nas quais a produtividade foi calculada com base em 80% dos valores indicados pelo banco de dados SWERA². Na Tabela 3.3 são apresentados os valores anuais de produtividade que serão considerados para cada capital (mas lembrando que as análises de retorno de investimento serão feitas na base mensal, ou seja, considerando a produtividade FV e o consumo mensais ao longo do ano).

Para o consumidor padrão adotado para as 27 capitais, serão informados no Apêndice B os *links* para baixar os gráficos com análises

²Vale lembrar que parte da diferença encontrada pode decorrer dos módulos FV de alguns desses sistemas FV-CRIE não estarem exatamente com a orientação para o Norte geográfico e inclinação igual à latitude local, além de possíveis sombreamentos. Mas como isso vai também ocorrer para os sistemas FV-CRIE a serem instalados, considerou-se que assumir 80% dos valores de irradiação do SWERA está incluindo também as perdas de captura de irradiação em decorrência desses outros fatores.

baseadas somente em 80% dos valores de irradiação total mensal no plano inclinado do banco de dados SWERA. Para Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (BH), no Apêndice C e no Apêndice D, respectivamente, serão incluídos gráficos com análises baseadas tanto em 100% quanto em 80% dos valores de irradiação total mensal no plano inclinado do banco de dados SWERA.

Tabela 3.2. Produtividade anual teórica (considerando 100% SWERA) de sistemas FV-CRIE instalados nas 27 capitais e comparação com dados reais de seis capitais. Capitais listadas em ordem alfabética.

Comparação entre a produtividade para sistemas FV-CRIE teóricos e reais, considerando coeficiente de desempenho (PR) de 80%.						
Capital	Estado	Coordenadas	Produtividade teórica anual SWERA 100% [kWh/kWp/ano]	Produtividade anual de sistemas FV reais [kWh/kWp/ano]	Diferença entre valores reais e teóricos de produtividade (%)	
Aracaju	SE	10° 54' 36" S 37° 04' 12" O	1.596			
Belém	PA	01° 27' 21" S 48° 30' 14" O	1.567	1.340		-14,5%
Belo Horizonte	MG	19° 49' 01" S 43° 57' 21" O	1.687	1.396		-17,2%
Boa Vista	RR	02° 49' 12" N 60° 40' 19" O	1.561			
Brasília	DF	15° 47' 56" S 47° 52' 00" O	1.710			
Campo Grande	MS	20° 26' 34" S 54° 38' 45" O	1.699			
Cuiabá	MT	15° 35' 45" S 56° 05' 49" O	1.670			
Curitiba	PR	25° 25' 47" S 49° 16' 19" O	1.462			
Florianópolis	SC	27° 35' 49" S 48° 32' 56" O	1.435	1.240		-13,6%
Fortaleza	CE	03° 47' 25" S 38° 30' 30" O	1.632			
Goiânia	GO	16° 40' 00" S 49° 15' 00" O	1.734			
João Pessoa	PB	07° 05' 00" S 34° 50' 00" O	1.560			
Macapá	AP	00° 02' 19" N 51° 03' 59" O	1.576			
Maceió	AL	09° 39' 57" S 35° 44' 06" O	1.570			
Manaus	AM	03° 06' 00" S 60° 01' 00" O	1.514			
Natal	RN	05° 47' 42" S 35° 12' 32" O	1.590			
Palmas	TO	10° 11' 04" S 48° 20' 01" O	1.640			
Porto Alegre	RS	30° 01' 58" S 51° 13' 48" O	1.495	1.205		-19,4%
Porto Velho	RO	08° 45' 43" S 63° 54' 14" O	1.539			
Recife	PE	08° 03' 14" S 34° 52' 51" O	1.535			
Rio Branco	AC	09° 58' 30" S 67° 48' 36" O	1.556			
Rio de Janeiro	RJ	22° 54' 10" S 43° 12' 28" O	1.520	1.290		-15,1%
Salvador	BA	12° 58' 16" S 38° 30' 39" O	1.592			
São Luís	MA	02° 31' 48" S 44° 18' 10" O	1.589			
São Paulo	SP	23° 32' 52" S 46° 38' 09" O	1.538	1.090		-29,1%
Teresina	PI	05° 05' 20" S 42° 48' 07" O	1.673			
Vitória	ES	20° 19' 08" S 40° 20' 16" O	1.492			

Tabela 3.3. Produtividade anual teórica (considerando 80% SWERA) de sistemas FV-CRIE instalados nas 27 capitais. Capitais listadas por ordem decrescente de produtividade.

Produtividade para sistemas FV-CRIE teóricos, considerando coeficiente de desempenho (PR) de 80% e 80% da irradiação no plano inclinado indicada no banco de dados SWERA. Listagem em ordem decrescente de produtividade anual.			
Capital	Estado	Coordenadas	Produtividade anual SWERA 80% [kWh/kWp/ano]
Goiânia	GO	16° 40' 00" S 49° 15' 00" O	1.388
Brasília	DF	15° 47' 56" S 47° 52' 00" O	1.368
Campo Grande	MS	20° 26' 34" S 54° 38' 45" O	1.359
Belo Horizonte	MG	19° 49' 01" S 43° 57' 21" O	1.349
Teresina	PI	05° 05' 20" S 42° 48' 07" O	1.339
Cuiabá	MT	15° 35' 45" S 56° 05' 49" O	1.336
Palmas	TO	10° 11' 04" S 48° 20' 01" O	1.312
Fortaleza	CE	03° 47' 25" S 38° 30' 30" O	1.306
Aracaju	SE	10° 54' 36" S 37° 04' 12" O	1.276
Salvador	BA	12° 58' 16" S 38° 30' 39" O	1.273
Natal	RN	05° 47' 42" S 35° 12' 32" O	1.272
São Luís	MA	02° 31' 48" S 44° 18' 10" O	1.271
Macapá	AP	00° 02' 19" N 51° 03' 59" O	1.261
Maceió	AL	09° 39' 57" S 35° 44' 06" O	1.256
Belém	PA	01° 27' 21" S 48° 30' 14" O	1.254
Boa Vista	RR	02° 49' 12" N 60° 40' 19" O	1.249
João Pessoa	PB	07° 05' 00" S 34° 50' 00" O	1.248
Rio Branco	AC	09° 58' 30" S 67° 48' 36" O	1.245
Porto Velho	RO	08° 45' 43" S 63° 54' 14" O	1.231
São Paulo	SP	23° 32' 52" S 46° 38' 09" O	1.231
Recife	PE	08° 03' 14" S 34° 52' 51" O	1.228
Rio de Janeiro	RJ	22° 54' 10" S 43° 12' 28" O	1.216
Manaus	AM	03° 06' 00" S 60° 01' 00" O	1.211
Porto Alegre	RS	30° 01' 58" S 51° 13' 48" O	1.196
Vitória	ES	20° 19' 08" S 40° 20' 16" O	1.193
Curitiba	PR	25° 25' 47" S 49° 16' 19" O	1.170
Florianópolis	SC	27° 35' 49" S 48° 32' 56" O	1.148

3.2.2 Potência FV instalada

Como foi comentado anteriormente, com a atual legislação, o consumidor residencial trifásico tem que pagar no mínimo por mês um custo de disponibilidade de 100 kWh. Portanto, saber qual a

potência máxima instalada para que o consumo líquido mínimo estimado fique sempre acima desse valor é um critério importante para definir uma potência do sistema FV-CRIE que incorra em menores perdas econômicas.

Foi calculado também o valor de potência com o qual o consumo líquido será no mínimo nulo (no mês com maior produtividade do primeiro ano de operação do sistema FV-CRIE); o que faz que a energia injetada seja sempre compensada no mesmo mês.

Na Tabela 3.4 são apresentados, para as 27 capitais, em ordem crescente de potências, os resultados dos cálculos da potência máxima instalada para que a energia injetada seja compensada no mesmo mês (considerando: 80% SWERA, 80% de energia FV injetada e consumo constante de 250 kWh/mês). Com base nesses resultados decidiu-se por fazer as análises com potência instalada de 1 kWp para todas as capitais, para evitar o pagamento do custo de disponibilidade, e para se poder comparar um sistema de mesmo porte entre todas as capitais.

Vale notar que, mesmo considerando um consumo constante de 250 kWh/mês, isso não faz com que a ordenação das capitais por ordem crescente de potências FV máximas indicadas na Tabela 3.4 corresponda à ordenação por ordem decrescente dos valores de produtividade FV anual indicados na Tabela 3.3 (o que numa primeira análise poderia se esperar, já que quanto maior a produtividade, mais restrita fica a potência máxima que pode ser instalada de forma a que a compensação de energia ocorra no mesmo mês). Isso não ocorre porque as análises apresentadas na Tabela 3.4 foram feitas considerando a produtividade FV mensal, e não anual. Com isso, as potências máximas listadas são baseadas no mês crítico no qual ocorre o menor consumo líquido. Como na Tabela 3.4 o consumidor considerado tem consumo constante de 250 kWh/mês, as potências máximas listadas ocorrem sempre no mês com maior produtividade do primeiro ano de operação do respectivo sistema FV-CRIE.

O caso mais ilustrativo do impacto da análise ser feita na base mensal ocorre em Porto Alegre, onde o mês com maior produtividade é janeiro e é de 124 kWh/kWp/mês. Essa produtividade fica bem mais próxima da do mês mais produtivo da capital com maior produtividade FV anual – Goiânia (130 kWh/kWp/mês em outubro e 1.388 kWh/kWp/ano) – do que da do mês mais produtivo da capital com pior produtividade FV anual – Florianópolis (109 kWh/kWp/mês

em março e 1.148 kWh/kW_p/ano). É isso que faz com que Porto Alegre ocupe a 24^a posição na Tabela 3.3 e a 6^a posição na Tabela 3.4.

3.2.3 Percentual da geração FV que é injetado na rede

Quanto à parcela da energia FV que é injetada na rede, optou-se por considerar três condições nas análises:

1. 100% da energia gerada é injetada na rede: ou seja, não há consumo durante o horário com sol. A escolha desse nível de penetração foi feita para se ter uma ideia do impacto causado pela cobrança dos impostos (ICMS, PIS e COFINS) sobre toda a energia gerada pelo sistema FV-CRIE.
2. 80% da energia gerada é injetada na rede: essa seria uma condição mais plausível de ocorrer, já que numa residência, mesmo que todos os moradores trabalhem fora, há cargas durante o dia, como a geladeira.
3. 0% da energia gerada é injetada na rede: essa condição só ocorrerá caso haja um considerável consumo durante o horário comercial, principalmente nos horários com maior nível de irradiação solar. A escolha desse nível de penetração foi feita para se ter uma ideia do impacto causado pela não cobrança dos impostos (ICMS, PIS e COFINS) sobre nenhuma parcela da energia gerada pelo sistema FV-CRIE.

3.2.4 Redução anual na produtividade

Os principais componentes de um sistema FV-CRIE são os módulos FV e os inversores, e a redução anual na produtividade desse tipo de sistema é fortemente influenciada pela qualidade desses componentes.

Os fabricantes de módulos FV que atendem a padrões internacionais de qualidade tipicamente formalmente garantem que, nas Condições Padrão de Teste (CPT)³, seus módulos FV terão no mínimo 80% da

³A potência nominal de uma célula ou módulo FV é a potência de pico (ou potência máxima) obtida sob as CPT. Daí vem o fato de se incluir o sufixo “pico” (ou “p”) à unidade de potência utilizada. As unidades comumente usadas são: watt-pico (W_p) e quilowatt-pico (kW_p). As CPT para células e módulos fotovoltaicos são: (a) temperatura da junção da célula fotovoltaica = $(25 \pm 2)^\circ\text{C}$; irradiação = 1000 W/m² normal à superfície de ensaio, e (c) espectro solar = AM1,5 [11].

Tabela 3.4. Limites de potência do sistema FV-CRIE para consumo líquido zero e para não pagar custo de disponibilidade, para as 27 capitais, considerando consumo de 250 kWh/mês.

27 CAPITAIS: Valores críticos para a potência instalada do sistema FV-CRIE, por ordem crescente			
Considerando: 80% SWERA, 80% de energia FV injetada e consumo mensal constante de 250 kWh/mês.			
Capital	Estado	Potência FV máxima para compensar energia sempre no mesmo mês do consumo (kWp)	Potência FV máxima para não pagar custo disponibilidade em nenhum mês (kWp)
Goiânia	GO	1,93	1,16
Campo Grande	MS	1,97	1,18
Teresina	PI	1,97	1,18
Brasília	DF	1,98	1,19
Cuiabá	MT	2,02	1,21
Porto Alegre	RS	2,02	1,21
Palmas	TO	2,03	1,22
Belo Horizonte	MG	2,05	1,23
Salvador	BA	2,06	1,24
Aracaju	SE	2,09	1,25
Maceió	AL	2,10	1,26
Boa Vista	RR	2,11	1,26
Fortaleza	CE	2,11	1,27
Macapá	AP	2,11	1,27
Rio Branco	AC	2,13	1,28
João Pessoa	PB	2,14	1,28
São Luís	MA	2,15	1,29
Recife	PE	2,15	1,29
Natal	RN	2,15	1,29
Porto Velho	RO	2,16	1,29
Manaus	AM	2,16	1,29
Vitória	ES	2,16	1,29
Belém	PA	2,16	1,30
Rio de Janeiro	RJ	2,18	1,31
São Paulo	SP	2,21	1,32
Curitiba	PR	2,27	1,36
Florianópolis	SC	2,30	1,38

potência nominal indicada nas especificações técnicas do produto [62–65]. Isso equivale a uma redução média (geométrica) anual de 0,9% ao longo de 25 anos.

No entanto, trabalhos publicados que analisam dados de desempenho de sistemas FV-CRIE reais instalados no Brasil [60, 61] indicam que considerar uma redução na produtividade de 0,5% ao ano é mais representativo de situações reais. Nas análises de retorno de investimento apresentadas neste trabalho, foi considerada então uma redução de produtividade de 0,5% ao ano.

O autor está ciente de que há várias incertezas que não foram consideradas neste trabalho, a título de simplificar – e viabilizar – as análises. Caso se tivesse um bom banco de dados de irradiação solar para todas as capitais brasileiras, com uma estação solarimétrica no padrão internacional estabelecido pela *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN)⁴ instalada em cada capital, mesmo assim tais incertezas quanto ao valor da produtividade de um sistema FV-CRIE seriam da ordem de 9% para o primeiro ano de operação, e 8% para a produtividade média ao longo da vida útil do sistema [59].

3.2.5 Custo do kWp instalado

Para estabelecer patamares razoáveis de estimativa de custo do kWp instalado, foram feitas cotações com duas empresas nacionais que têm tanto módulos FV quanto inversores para sistemas FV-CRIE disponíveis em estoque a pronta-entrega. Foram solicitados orçamentos de módulos FV e inversor para um sistema com potência nominal o mais próxima possível de 1,5 kWp (pois a menor potência máxima de inversor com o qual essas duas empresas atualmente trabalham é 1,5 kW). O autor estimou então os demais custos (frete/transporte, cabos elétricos e acessórios, materiais de instalação e serviços de instalação) com base nas informações de uma das empresas que forneceu cotação e em consulta ao engenheiro de uma terceira empresa, que trabalha com instalação de sistemas FV-CRIE. Foram então montadas duas planilhas de custos,

⁴BSRN é um projeto do *World Climate Research Programme* (WCRP) e do *Global Energy and Water Cycle Experiment* (GEWEX) e tem por objetivo detectar mudanças no nível de irradiação incidente na superfície terrestre. O arquivo central da BSRN é o *World Radiation Monitoring Center* (WRMC), que esteve sediado no Instituto Federal de Tecnologia Suíço (ETH Zürich), de 1992 a 2007, e desde 2008 está operando no Instituto Alfred Wegener para Pesquisa Polar e Marinha (AWI), na Alemanha. Para mais informações sobre WRMC-BSRN: <http://www.bsrn.awi.de/>.

uma para cada empresa que forneceu os orçamentos de módulos FV e inversores, incluindo as estimativas para os demais custos. Tais planilhas de custos são apresentadas em conjunto na Tabela 3.5, e indicam custos de 6,50 R\$/Wp e 7,04 R\$/Wp para um sistema FV-CRIE desse porte.

Tabela 3.5. Levantamento de custos de um sistema FV-CRIE com aproximadamente 1,5kWp.

EMPRESA 1	qde	pot. unit. (Wp)	pot. total (Wp)	preço unit. (R\$)	preço total (R\$)	preço do Wp (R\$/Wp)	preço do Wp (US\$/Wp)
Módulos FV	6	245	1.470	850,00	5.100,00	3,47	1,70
Inversor FV	1	1500	1.500	3.400,00	3.400,00	2,31	1,14
Frete / transporte					200,00	0,14	0,07
Cabos elétricos e acessórios					150,00	0,10	0,05
Materiais de instalação					200,00	0,14	0,07
Serviços de instalação					500,00	0,34	0,17
TOTAL					9.550,00	6,50	3,19

EMPRESA 2	qde	pot. unit. (Wp)	pot. total (Wp)	preço unit. (R\$)	preço total (R\$)	preço do Wp (R\$/Wp)	preço do Wp (US\$/Wp)
Módulos FV	10	140	1.400	560,00	5.600,00	4,00	1,96
Inversor FV	1	1500	1.500	3.200,00	3.200,00	2,29	1,12
Frete / transporte					200,00	0,14	0,07
Cabos elétricos e acessórios					150,00	0,11	0,05
Materiais de instalação					200,00	0,14	0,07
Serviços de instalação					500,00	0,36	0,18
TOTAL					9.850,00	7,04	3,46

Para estabelecer então os valores de custo do kWp instalado a serem considerados nas análises, além desses dois orçamentos, levou-se em conta que: (1) os custos tanto dos módulos FV quanto dos inversores no mercado internacional são altamente voláteis – como foi mostrado na evolução de custos no mercado internacional e na curva de aprendizagem da tecnologia FV – e (2) a possibilidade de interligar na rede elétrica pública um FV-CRIE só foi recentemente regulamentada [13] – fazendo com que não haja ainda um mercado bem estabelecido para sistemas FV-CRIE no Brasil, o que torna ainda mais voláteis os preços de equipamentos e serviços relacionados a sistemas FV-CRIE a serem instalados no Brasil.

Com base nos custos indicados na Tabela 3.5 e na situação atual de volatilidade de preços no mercado FV nacional, decidiu-se fazer as análises de retorno de investimento para os seguintes valores de custos de kWp instalado (considerando sistema FV-CRIE da ordem de 1,5 kWp): 5.000 R\$/kWp (otimista), 7.000 R\$/kWp (viável atualmente) e 9.000 R\$/kWp (mercado aquecido, com demanda maior que oferta).

Nos resumos comparativos de retorno de investimento para diversas condições e cenários, só são analisados os valores considerando 7.000 R\$/kWp. No entanto, no Apêndice C e no Apêndice D são apresentados gráficos incluindo análises para os três valores de custo do kWp, e algumas dessas análises são apresentadas também no capítulo de resultados.

3.2.6 Custo do medidor de energia e do DSV

O consumidor que decidir instalar um sistema FV-CRIE em sua residência terá que arcar também com custos referentes à compra do medidor de energia bidirecional de dois quadrantes (para permitir a medição da energia elétrica injetada na rede) e do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) [14, 53, 54].

O autor fez consultas à CELESC e à CEMIG, e ambas consideraram que R\$ 1.000 seria um valor factível para a compra desses dois componentes. No entanto, há expectativa de redução de custo desses dois componentes.

Na Figura 3.8 é mostrada a fotografia de um modelo de DSV que já recebeu aprovação da CELESC para ser utilizado em sistemas FV-CRIE a serem instalados em Santa Catarina, que o autor tirou durante sua reunião na CELESC para tratar de esclarecimentos de dúvidas sobre os procedimentos que serão adotados pela empresa para aprovação da interligação de sistemas FV-CRIE à rede de distribuição [53] e sobre os custos envolvidos.

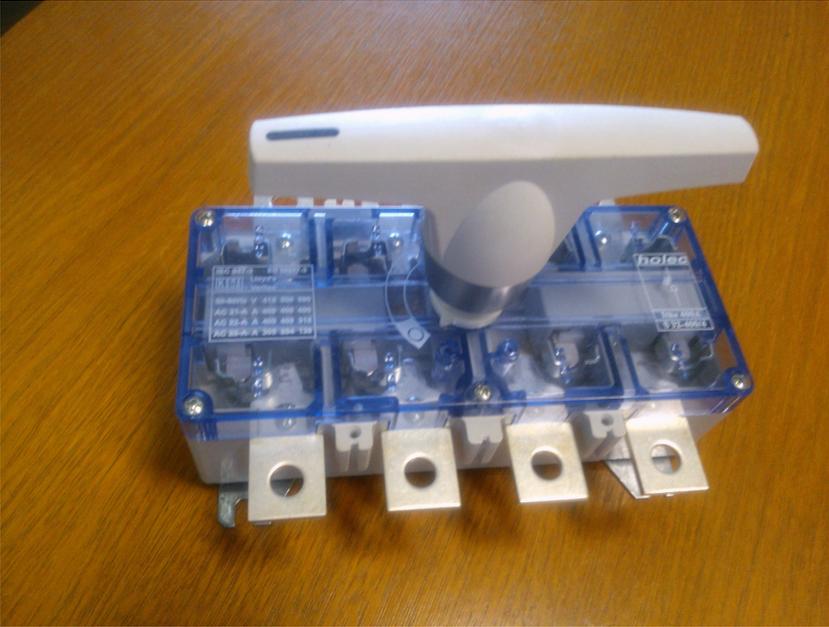


Figura 3.8. Modelo de DSV aprovado pela CELESC.

3.2.7 Despesas anuais com O&M

Para as despesas anuais com Operação e Manutenção (O&M), considerou-se 1% ao ano sobre o valor total do sistema FV-CRIE (desconsiderando apenas os custos com medidor de energia e DSV), pois seria um valor razoável que permitiria uma troca de inversor ao longo da vida útil do sistema (levando-se em conta que o preço do inversor daqui a 10-15 anos será bem mais baixo que o atual) e incluir também as demais despesas de O&M que um sistema FV-CRIE de pequeno porte requer.

3.3 Procedimentos relacionados à análise de retorno do investimento

Quanto à análise de retorno do investimento em um sistema FV-CRIE, nesta seção são definidos os seguintes tópicos:

1. Condições, cenários e variantes de análise.
2. Procedimento de cálculo para a análise de retorno do investimento.

O prazo para análise do investimento será de 25 anos, que é o tempo de garantia dos módulos FV ofertada pelos fabricantes [62–65].

3.3.1 Condições, cenários e variantes de análise

Com base nas informações levantadas anteriormente, foram definidas as seguintes variações de condições para análise do retorno do investimento em um sistema FV-CRIE:

- **Condição 1:** Sistema FV-CRIE com 1 kWp, considerando que 100% dos valores previstos no banco de dados SWERA para irradiação mensal inclinada incidam sobre o plano dos módulos FV, e que 100% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição.
- **Condição 2:** Sistema FV-CRIE com 1 kWp, considerando que 80% dos valores previstos no banco de dados SWERA para irradiação mensal inclinada incidam sobre o plano dos módulos FV, e que 100% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição.
- **Condição 3:** Sistema FV-CRIE com 1 kWp, considerando que 80% dos valores previstos no banco de dados SWERA para irradiação mensal inclinada incidam sobre o plano dos módulos FV, e que 80% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição.
- **Condição 4:** Sistema FV-CRIE com 1 kWp, considerando que 80% dos valores previstos no banco de dados SWERA para irradiação mensal inclinada incidam sobre o plano dos módulos FV, e que 0% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição.

Em consultas informais a representantes da ANEEL e SEFAZ, e a empresas que já atuam no Brasil no setor de venda de componentes e instalação de sistemas FV-CRIE, o autor constatou que há grandes pressões para que alguns dos custos previstos pela legislação para o sistema de compensação de energia elétrica não sejam mais cobrados. Além disso, com o desenvolvimento do mercado FV no Brasil, as empresas do setor poderão se organizar melhor para pressionar o governo

por redução nos custos aos quais a mini- e micro-geração de energia elétrica por sistemas FV-CRIE é atualmente submetida.

Tendo em vista que é provável que alguns dos custos atuais deixem de ser cobrados, para cada uma das quatro condições de análise do retorno do investimento, foram então considerados seis diferentes cenários de custos, para estimar o impacto que a retirada de cada custo (e de custos combinados) teria sobre o retorno do investimento. A retirada desses custos poderá ocorrer por ser retirada a exigência de cobrança na legislação – no caso do custo de disponibilidade e da cobrança de impostos sobre o consumo bruto – ou pelo governo ou alguma concessionária decidir por arcar com o custo considerado – no caso do medidor e do DSV.

Os cenários considerados foram os seguintes:

- **Cenário 1:** Todos os custos atuais são considerados.
- **Cenário 2:** Não é cobrado o custo de disponibilidade.
- **Cenário 3:** Não são cobrados os custos: de disponibilidade, do medidor, nem do DSV.
- **Cenário 4:** Só são cobrados ICMS, PIS e COFINS sobre o consumo líquido mensal.
- **Cenário 5:** Não é cobrado o custo de disponibilidade. Só são cobrados ICMS, PIS e COFINS sobre o consumo líquido mensal.
- **Cenário 6:** Não são cobrados os custos: de disponibilidade, do medidor, nem do DSV. Só são cobrados ICMS, PIS e COFINS sobre o consumo líquido mensal.

Além disso, para cada par condição-cenário foram consideradas as seguintes variantes:

- **Taxa de aumento anual da tarifa residencial B1:** 1% a.a., 2% a.a., 3% a.a., 4% a.a. e 5% a.a.
- **Custo do kWp instalado:** 5.000 R\$/kWp, 7.000 R\$/kWp e 9.000 R\$/kWp.

E, finalmente, para cada conjunto condição, cenário e combinação de variantes, foram calculados os seguintes critérios de análise de retorno do investimento:

- **Valor Presente Líquido (VPL) do investimento.**
- **Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento.**
- **Tempo de retorno do investimento.**

Para as análises de retorno do investimento, foi necessário também definir a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que uma pessoa se propõe a pagar quando faz um financiamento. A definição do valor da TMA a ser utilizado baseou-se na análise da remuneração atual da caderneta de poupança.

A remuneração atual da caderneta de poupança para depósitos feitos até 03.05.2012 é de 6,17% ao ano⁵, e para depósitos feitos a partir de 04.05.2012 é de 5,25% ao ano⁶. Em todas as análises será considerada então uma TMA de 6% ao ano, que é semelhante à remuneração da poupança.

3.3.2 Procedimentos de cálculo

A seguir são indicadas as equações utilizadas nos diversos cálculos necessários para avaliar o retorno do investimento em um sistema FV-CRIE.

Como as análises são feitas na base mensal, foram calculadas as taxas de O&M e TMA mensais:

$$\text{O\&M}_{\text{mensal}} = \frac{\text{O\&M}_{\text{anual}}}{12}, \quad (3.1)$$

onde $\text{O\&M}_{\text{mensal}}$ é o percentual mensal de despesas com O&M e $\text{O\&M}_{\text{anual}}$ é o percentual anual de despesas com O&M. E

$$\text{TMA}_{\text{mensal}} = (1 + \text{TMA}_{\text{anual}})^{1/12} - 1. \quad (3.2)$$

⁵ Considerando que o período de remuneração seja a partir de setembro de 2012, pois a partir deste mês a remuneração mensal da poupança para depósitos feitos até 03.05.2012 tem sido de 0,5000% ao mês [66].

⁶ Considerando que o período de remuneração seja a partir de abril de 2013, pois a partir deste mês a remuneração mensal da poupança para depósitos feitos a partir de 04.05.2012 tem sido de 0,4273% ao mês [66].

onde TMA_{mensal} é a TMA na base mensal e TMA_{anual} é a TMA na base anual.

Para o cálculo dos impostos, considerando que haja duas tarifas de ICMS, o cálculo é feito segundo as equações a seguir:

$$\text{Tarifa}_1 = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{\left[1 - (\text{ICMS}_1 + \text{PIS} + \text{COFINS})\right]}, \quad (3.3)$$

$$\text{Tarifa}_2 = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{\left[1 - (\text{ICMS}_2 + \text{PIS} + \text{COFINS})\right]}, \quad (3.4)$$

Para o cálculo do VPL, utiliza-se a equação a seguir:

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1 + TMA_{\text{mensal}})^t}, \quad (3.5)$$

onde t representa o número de ordem do mês de operação do sistema FV-CRIE, sendo 0 para a data de início de operação do sistema, quando é lançado o investimento inicial. Seu valor máximo é 300 (12 meses X 25 anos de operação do sistema); e FC_t representa os valores de fluxo de caixa mensais.

4

Resultados

Neste capítulo são apresentadas análises dos resultados de retorno de investimento para sistemas FV-CRIE instalados em residências unifamiliares, em cada uma das 27 capitais, e em seguida análises mais detalhadas do retorno do investimento para Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG).

São feitas as seguintes considerações:

1. Consumidor residencial (não baixa renda), tarifa B1, com conexão trifásica à rede elétrica da concessionária.
2. Consumo total mensal: 250 kWh/mês para o consumidor típico adotado para as 27 capitais, e consumos mensais reais para os consumidores A e B, adotados para as análises detalhadas de Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG), respectivamente.
3. Custo de disponibilidade mensal: 100 kWh/mês.
4. Custo do medidor de energia e DSV: R\$ 1.000.
5. Produtividade mensal (kWh/kWp/mês) calculada considerando PR de 0,80 e níveis de irradiação solar mensal baseados nos dados do banco de dados SWERA para irradiação incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local e voltado para o Norte, sendo adotado 100% desses valores na condição 1 de análise, e 80% desses valores nas condições 2, 3 e 4.
6. Redução na produtividade: 0,5% a.a..
7. Despesas O&M: 1,0% a.a. (sobre custo total do sistema FV-CRIE, sem incluir o custo do medidor nem do DSV).

8. TMA: 6,0% a.a..
9. Prazo de análise do investimento: 25 anos.

Para que o investimento seja viável, é necessário que o VPL ao final de 25 anos seja positivo; o que, por consequência, leva também a resultados de TIR acima da TMA e a um tempo de retorno do investimento inferior a 25 anos.

Todas as análises foram feitas considerando um fluxo de caixa mensal.

Para simplificar, nas análises apresentadas neste capítulo, ao se tratar de "viabilidade econômico-financeira do investimento em um sistema FV-CRIE", é utilizada apenas a expressão "viabilidade do sistema" (e suas variantes). Ou seja, quando se disser aqui que um sistema é viável ou inviável para determinado conjunto de condicionantes, a referência é apenas à viabilidade econômico-financeira quanto ao retorno positivo do investimento num prazo de 25 anos de operação do sistema FV-CRIE, e não à viabilidade técnica.

4.1 Vinte e sete capitais

Nesta seção são apresentadas análises dos resultados de retorno de investimento e de viabilidade para sistemas FV-CRIE instalados em residências unifamiliares, em cada uma das 27 capitais. Inicialmente são apresentados os resultados do retorno do investimento para as 27 capitais, considerando a condição 3 (1 kWp, 80% SWERA, 80% injetado), 7.000 R\$/kWp e aumento de tarifa de 2% a.a., para os seguintes cenários:

1. cenário 1 (todos os custos incluídos), na Tabela 4.1, e
2. cenário 4 (impostos cobrados somente sobre consumo líquido mensal), na Tabela 4.2.

Na Tabela 4.3, são comparados os cenários 1 e 4.

Na Tabela 4.1 pode-se observar que, para as condições dadas, quando se cobram impostos sobre o consumo bruto, o investimento em sistemas FV-CRIE fica inviável para todas as capitais, sendo que a capital mais inviável é Macapá (AP) e a mais próxima da viabilidade é Teresina (PI). Não foi incluída a coluna para tempo de retorno do

investimento, pois ele sempre será superior a 25 anos, e só está sendo analisado até o 25º ano.

Já na Tabela 4.2 pode-se observar que, para as condições dadas, quando se cobram impostos somente sobre o consumo líquido, o investimento em sistemas FV-CRIE fica viável para 12 capitais. Nesta nova situação, a capital mais inviável continua sendo Macapá (AP) e a com melhor retorno passa a ser Belo Horizonte (MG). Observe-se que há diversas alterações entre as capitais na ordem de viabilidade apresentada nas Tabelas 4.1 e 4.2. Isso ocorre devido às diferentes alíquotas de ICMS, que fazem que a não cobrança deste imposto impacte diferentemente para cada capital. Curitiba (PR), p.ex., onde a alíquota de ICMS é de 29% (única) e a de PIS+COFINS é de 6,6%, está como segunda menos viável quando os impostos são cobrados sobre o consumo bruto (cenário 1), e melhora três posições quando o ICMS é cobrado somente sobre o consumo líquido (cenário 4), passando a ser a quinta menos viável.

Na Tabela 4.2 são apresentados os ganhos no VPL e o aumento na TIR quando os impostos são cobrados somente sobre o consumo líquido (cenário 4) em vez de serem cobrados sobre o consumo bruto (cenário 1). Observa-se aí que Curitiba (PR) teve um ganho superior a mais da metade das capitais, possibilitando visualizar melhor o motivo da melhoria da sua viabilidade comparativamente às outras capitais. Macapá (AP), como tem ICMS de apenas 7% (único), foi o que menos se beneficiou. E Belo Horizonte (MG), como está entre as capitais com maior produtividade FV¹, como é a capital com maior alíquota de ICMS (30% para consumo a partir de 90 kWh/mês) e como tem uma das tarifas residenciais mais altas do país, por essa conjunção de características, é a capital mais beneficiada com a não cobrança de impostos sobre a energia injetada na rede.

Mesmo melhorando a viabilidade para todas as capitais, pode-se observar que mesmo considerando o cenário 4 ainda não é uma situação realmente atrativa para o investimento. No melhor caso, que é Belo Horizonte (MG), o VPL será de apenas R\$ 2.055 (para 25 anos de investimento, que é um prazo longo), a TIR será apenas 2,5% acima da

¹Ter uma das maiores produtividades FV dentre as capitais faz com que uma maior quantidade de energia FV seja injetada na rede, em relação a capitais com pior produtividade, já que o sistema tem 1kWp para todas as capitais e que o consumo considerado é o mesmo também para todas as capitais. E quanto mais energia for injetada na rede, mais imposto se paga, fazendo que a suspensão dessa cobrança de impostos sobre a energia injetada tenha maior impacto quanto maior for a soma das alíquotas de ICMS, PIS e COFINS, e quanto maior for a produtividade FV.

TMA e o tempo de retorno do investimento será de 17 anos e quatro meses, o que é bastante tempo.

Tabela 4.1. 27 capitais: VPL e TIR na condição 3 e cenário 1.

27 CAPITAIS: VPL (R\$) e TIR (%), quando impostos são cobrados sobre consumo bruto, em ordem crescente de viabilidade.			
Condição 3, Cenário 1, consumo 250 kWh/mês, 7000 R\$/kWp, aumento tarifa 2% a.a.			
Capital	Estado	VPL (R\$/kWp)	TIR (% a.a.)
Macapá	AP	-5.107	-2,2%
Curitiba	PR	-4.162	-0,3%
São Paulo	SP	-4.122	-0,2%
Florianópolis	SC	-4.119	-0,2%
Boa Vista	RR	-3.750	0,5%
Brasília	DF	-3.640	0,7%
Manaus	AM	-3.631	0,7%
Porto Alegre	RS	-3.517	0,9%
Recife	PE	-2.894	1,9%
Rio de Janeiro	RJ	-2.806	2,1%
Vitória	ES	-2.784	2,1%
Salvador	BA	-2.764	2,1%
Natal	RN	-2.647	2,3%
Maceió	AL	-2.624	2,3%
Aracaju	SE	-2.414	2,7%
João Pessoa	PB	-2.330	2,8%
Fortaleza	CE	-2.266	2,9%
Belém	PA	-2.260	2,9%
Porto Velho	RO	-2.188	3,0%
Goiânia	GO	-2.006	3,3%
Campo Grande	MS	-1.766	3,6%
Cuiabá	MT	-1.563	3,9%
São Luís	MA	-1.528	4,0%
Palmas	TO	-1.441	4,1%
Rio Branco	AC	-1.364	4,2%
Belo Horizonte	MG	-1.070	4,6%
Teresina	PI	-894	4,8%

Tabela 4.2. 27 capitais: VPL e TIR na condição 3 e cenário 4.

27 CAPITAIS: VPL (R\$), TIR (%) e tempo retorno investimento (anos), quando impostos são cobrados sobre consumo líquido, em ordem crescente de viabilidade. Condição 3, Cenário 4, consumo 250 kWh/mês, 7000 R\$/kWp, aumento tarifa 2% a.a..				
Capital	Estado	VPL (R\$/kWp)	TIR (% a.a.)	tempo retorno investimento (anos)
Macapá	AP	-4.861	-1,7%	> 25
Boa Vista	RR	-2.677	2,3%	> 25
Florianópolis	SC	-2.667	2,3%	> 25
Manaus	AM	-2.309	2,8%	> 25
Curitiba	PR	-2.271	2,9%	> 25
Brasília	DF	-2.045	3,2%	> 25
Porto Alegre	RS	-1.832	3,5%	> 25
Rio de Janeiro	RJ	-1.422	4,1%	> 25
Natal	RN	-1.255	4,3%	> 25
São Paulo	SP	-1.076	4,6%	> 25
Vitória	ES	-958	4,7%	> 25
Recife	PE	-944	4,8%	> 25
Salvador	BA	-491	5,4%	> 25
Porto Velho	RO	-416	5,5%	> 25
São Luís	MA	-45	5,9%	> 25
Fortaleza	CE	53	6,1%	24,8
João Pessoa	PB	89	6,1%	24,6
Aracaju	SE	224	6,3%	23,9
Maceió	AL	365	6,5%	23,2
Campo Grande	MS	524	6,7%	22,5
Teresina	PI	706	6,9%	21,8
Goiânia	GO	808	7,0%	21,3
Belém	PA	923	7,2%	20,6
Cuiabá	MT	1.006	7,3%	20,4
Palmas	TO	1.208	7,5%	19,8
Rio Branco	AC	1.214	7,5%	19,8
Belo Horizonte	MG	2.055	8,5%	17,3

Tabela 4.3. 27 capitais: Diferenças no VPL e na TIR entre os cenários 4 e 1, para a condição 3.

27 CAPITAIS: diferenças no VPL (R\$) e na TIR (%) entre cenário 4 (impostos sobre consumo líquido) e cenário 1 (impostos sobre consumo bruto), em ordem crescente das diferenças no VPL.			
Condição 3, consumo 250 kWh/mês, 7000 R\$/kWp, aumento tarifa 2% a.a.			
Capital	Estado	VPL (R\$/kWp)	TIR (% a.a.)
Macapá	AP	246	0,5%
Belém	PA	1.073	1,8%
Teresina	PI	1.322	2,1%
Rio Branco	AC	1.384	2,0%
Palmas	TO	1.392	2,0%
Boa Vista	RR	1.452	2,5%
Recife	PE	1.483	2,0%
Campo Grande	MS	1.594	2,5%
São Paulo	SP	1.601	2,0%
Rio de Janeiro	RJ	1.685	2,6%
Natal	RN	1.773	2,5%
Vitória	ES	1.826	2,7%
Cuiabá	MT	1.891	3,2%
São Luís	MA	1.950	2,8%
Porto Alegre	RS	2.273	3,2%
Florianópolis	SC	2.290	3,0%
João Pessoa	PB	2.319	3,2%
Curitiba	PR	2.419	3,3%
Fortaleza	CE	2.569	3,3%
Salvador	BA	2.579	3,3%
Aracaju	SE	2.638	3,6%
Manaus	AM	2.649	3,4%
Goiânia	GO	2.813	3,7%
Maceió	AL	2.989	4,1%
Porto Velho	RO	3.046	4,8%
Brasília	DF	3.125	3,9%
Belo Horizonte	MG	3.184	4,3%

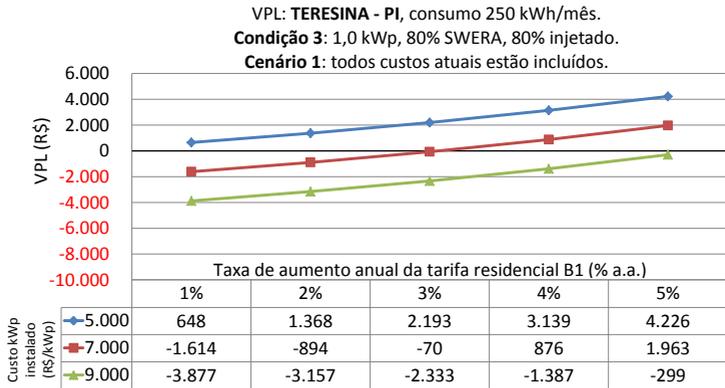
Para se ter agora uma ideia dos impactos da variação do custo do kWp instalado e da variação na taxa de aumento anual na tarifa de energia elétrica sobre o retorno do investimento, são apresentados os valores de VPL, TIR e tempo de retorno de investimento para um sistema FV-CRIE instalado em Teresina (PI) (que foi a cidade mais próxima da viabilidade na condição 3 e cenário 1), na condição 3 (1 kWp, 80% SWERA, 80% injetado), nos seguintes cenários:

1. cenário 1 (todos os custos incluídos), na Figura 4.1, e
2. cenário 4 (impostos cobrados somente sobre consumo líquido mensal), na Figura 4.2.

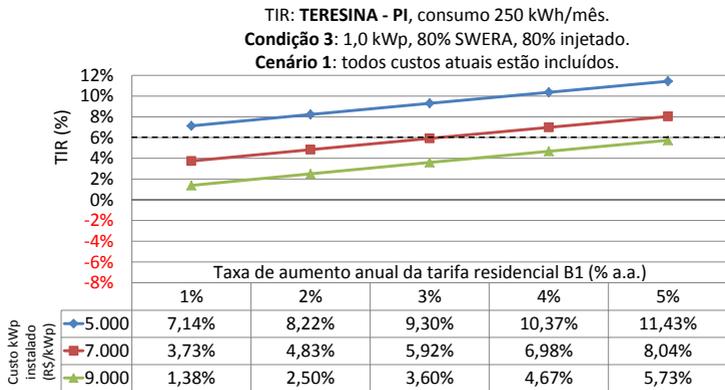
Na Figura 4.1 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 1, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Teresina (PI) só seria viável caso a taxa de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse pouco acima de 3% a.a.. Caso o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema seria viável mesmo para um aumento anual de tarifa de pouco menos que 1% a.a.. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema seria inviável mesmo que o aumento anual na tarifa fosse pouco acima de 5% a.a..

Na Figura 4.2 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 4, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Teresina (PI) já seria viável caso a taxa de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse pouco acima de 1% a.a.. Caso o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema FV-CRIE seria viável mesmo que a tarifa residencial não aumentasse nos 25 anos de operação do mesmo. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema seria viável somente se o aumento anual na tarifa fosse pouco acima de 3,5% a.a..

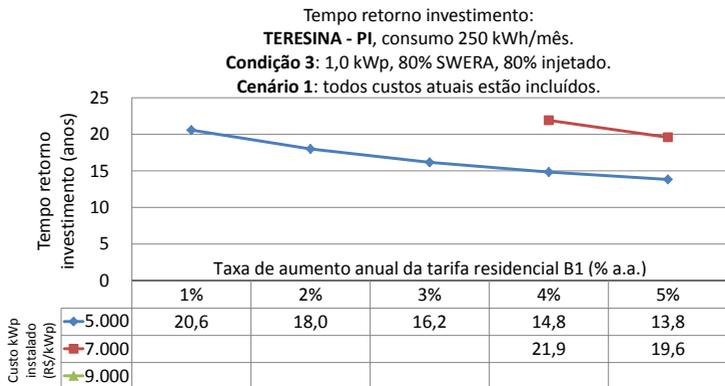
No Apêndice B são apresentados os mesmos tipos de gráficos das Figuras 4.1 e 4.2, para todas as capitais, considerando os cenários 1 a 6 para cada condição (1 a 4) em cada capital.



(a) VPL

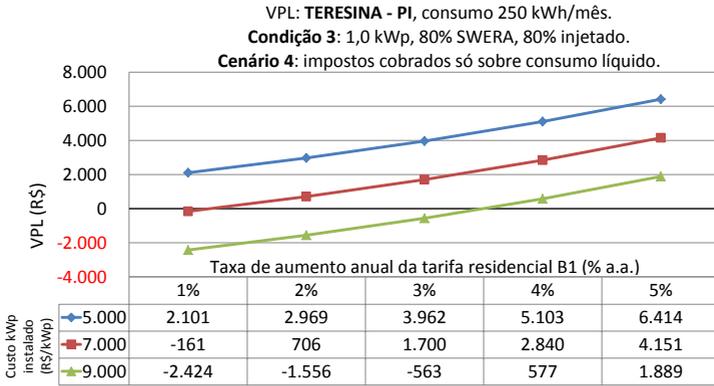


(b) TIR

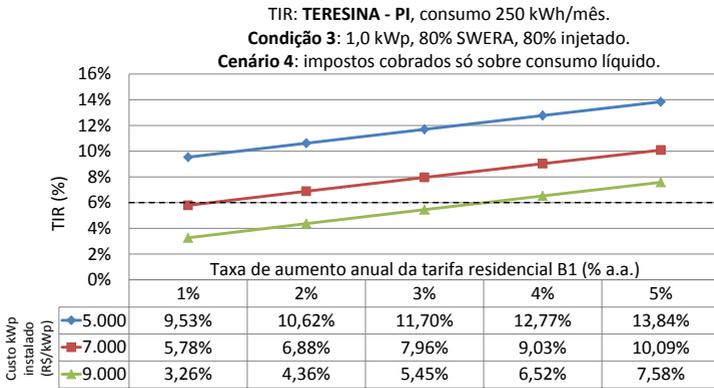


(c) Tempo retorno investimento

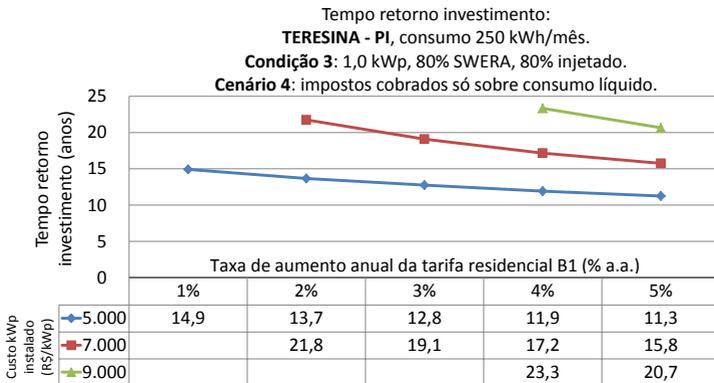
Figura 4.1. Teresina, PI: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.



(a) VPL



(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

Figura 4.2. Teresina, PI: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.

4.2 Florianópolis (SC)

Nesta seção são apresentadas análises mais abrangentes dos resultados de retorno de investimento e de viabilidade para sistemas FV-CRIE instalados em residências unifamiliares, em Florianópolis (SC), considerando:

1. Consumidor residencial (não baixa renda), tarifa B1, com conexão trifásica à rede elétrica da concessionária.
2. Consumo total mensal: variável, conforme faturas reais de energia elétrica do Consumidor A. Consumo médio mensal de maio/2012 a abril/2013 de 245 kWh (com 162 kWh no mês com menor consumo, e 302 kWh no mês com maior consumo).
3. Custo de disponibilidade mensal: 100 kWh/mês.
4. Custo do medidor de energia e DSV: R\$ 1.000.
5. Produtividade mensal (kWh/kWp/mês) calculada considerando PR de 0,80 e níveis de irradiação solar mensal baseados nos dados do banco de dados SWERA para irradiação incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local e voltado para o Norte, sendo adotado 100% desses valores na condição 1 de análise, e 80% desses valores nas condições 2, 3 e 4.
6. Redução na produtividade: 0,5% a.a..
7. Despesas OMRR: 1,0% a.a. (sobre custo total do sistema FV-CRIE, sem incluir o custo do medidor nem do DSV).
8. TMA: 6,0% a.a..
9. Prazo de análise do investimento: 25 anos.

Inicialmente são apresentados, na Tabela 4.4, os resultados do retorno do investimento para Florianópolis (SC), considerando:

- custo do kWp instalado de R\$ 7.000,
- aumento na tarifa de 1% a.a. e
- quatro condições (1 a 4), e seis cenários (1 a 6) para cada condição.

Na Tabela 4.4 são apresentados os valores de VPL e TIR para as quatro condições e seis cenários indicados na metodologia. Observa-se que, para todas as condições e cenários propostos, é bastante inviável instalar um sistema FV-CRIE em Florianópolis (SC) caso ele custe 7.000 R\$/kWp ou mais, se a taxa média de aumento na tarifa da concessionária local (CELESC) continuar da ordem de 1% a.a..

Observe-se também que, como era de se esperar, para os cenários nos quais não há cobrança de impostos sobre a energia FV injetada (cenários 4 a 6), não há variação no VPL nem na TIR quando se varia o percentual de energia FV injetado sem variar o nível de irradiação solar (condições 2 a 4). Na condição 4, como toda energia FV é consumida ao longo dos dias no instante da geração (0% é injetada), o VPL nos cenários 1, 2 e 3 é igual ao VPL nos cenários 4, 5 e 6, respectivamente.

Note-se ainda que, na mesma condição, a diferença nos valores de VPL entre os cenários 5 e 6 é sempre de R\$ 1.000,00. Isso ocorre porque o que diferencia esses dois cenários é que no cenário 6 nem o medidor nem o DSV são pagos pelo proprietário do sistema FV-CRIE. Como o pagamento desses dois equipamentos entra como investimento inicial no fluxo de caixa, a diferença no VPL fica igual ao valor estimado para essa despesa, que foi de R\$ 1.000,00.

Tabela 4.4. Florianópolis, SC: VPL e TIR as condições 1 a 4 e cenários 1 a 6.

FLORIANÓPOLIS - SC:				
VPL (R\$/kWp) e TIR (%)				
Consumidor A; Custo kWp instalado = R\$ 7.000; Taxa aumento anual tarifa residencial = 1% a.a.				
VPL (R\$/kWp)	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	-4.091	-4.983	-4.656	-3.469
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	-3.874	-4.882	-4.555	-3.348
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	-2.874	-3.882	-3.555	-2.348
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	-2.307	-3.469	-3.469	-3.469
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	-2.049	-3.348	-3.348	-3.348
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	-1.049	-2.348	-2.348	-2.348
TIR (% a.a.)	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	-0,4%	-2,3%	-1,6%	0,7%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	0,0%	-2,1%	-1,4%	1,0%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1,1%	-1,1%	-0,4%	2,1%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	2,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	3,1%	1,0%	1,0%	1,0%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	4,3%	2,1%	2,1%	2,1%

Na Tabela 4.5 são apresentadas as variações de VPL e TIR em relação à condição 3 (que é a mais provável dentre as quatro condições propostas).

Na comparação da condição 3 com a condição 2, como era de se esperar, em decorrência do aumento no percentual da energia FV que é injetada na rede, houve redução na viabilidade do investimento na condição 2 (ou seja, redução no VPL e na TIR) para os cenários 1 a 3 – nos quais os impostos são cobrados também sobre a energia FV injetada – e não houve variação nos cenários 4 a 6, já que para esses cenários os impostos são cobrados somente sobre o consumo líquido.

Na comparação da condição 3 com a condição 1, houve aumento no retorno do investimento com o aumento de irradiação incidente. O ganho em viabilidade com o aumento na irradiação solar incidente compensou a redução na viabilidade decorrente do maior percentual da energia FV que é injetada na rede. Mas observe-se que, com o mesmo aumento de irradiação, o aumento provocado sobre o VPL no cenário 1 corresponde só a 43,5% do aumento no cenário 5 (e só a 48,6% do aumento provocado sobre o cenário 4). Isso dá uma ideia do quanto a cobrança dos impostos sobre a energia injetada tem impactos negativos.

Tabela 4.5. Florianópolis, SC: Variações de VPL e TIR em relação à condição 3.

FLORIANÓPOLIS - SC:				
Variação VPL (R\$/kWp) e TIR (%), em relação à Condição 3				
Consumidor A; Custo kWp instalado = R\$ 7.000;				
Taxa aumento anual tarifa residencial = 1% a.a.				
Variação VPL (R\$/kWp) em relação à Condição 3	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	565	-327	0	1.187
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	680	-327	0	1.207
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	680	-327	0	1.207
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	1.162	0	0	0
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	1.299	0	0	0
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	1.299	0	0	0
Variação TIR (% a.a.) em relação à Condição 3	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	1,2%	-0,7%	0,0%	2,3%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	1,3%	-0,7%	0,0%	2,3%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1,4%	-0,7%	0,0%	2,4%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%

Na Tabela 4.6 são apresentadas as variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1 (que inclui todos os custos atualmente cobrados). Observe-se que as diferenças são crescentes quando se vai, na mesma condição, do cenário 1 ao 6². Isso ocorre porque os cenários foram numerados em ordem decrescente de custos na condição 3. Pode-se observar o grande aumento no VPL quando os impostos são cobrados somente sobre o consumo líquido. Quanto ao impacto da retirada do custo de disponibilidade, ele seria maior, caso se aumentasse a potência do sistema FV-CRIE instalado.

²A única exceção fica por conta da condição 4, já que, como 0% da energia FV é injetada, os cenários 1 a 3 têm os mesmos valores dos cenários 4 a 6, respectivamente.

Tabela 4.6. Florianópolis, SC: Variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1.

FLORIANÓPOLIS - SC:				
Variação VPL (R\$/kWp) e TIR (%), em relação ao Cenário 1				
Consumidor A; Custo kWp instalado = R\$ 7.000;				
Taxa aumento anual tarifa residencial = 1% a.a.				
Variação VPL (R\$/kWp) em relação ao Cenário 1	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	0	0	0	0
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	216	101	101	121
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1.216	1.101	1.101	1.121
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	1.784	1.515	1.187	0
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	2.042	1.635	1.308	121
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	3.042	2.635	2.308	1.121
Variação TIR (% a.a.) em relação ao Cenário 1	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	0,4%	0,2%	0,2%	0,2%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1,5%	1,2%	1,2%	1,3%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	3,1%	3,0%	2,3%	0,0%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	3,5%	3,2%	2,5%	0,2%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	4,7%	4,4%	3,6%	1,3%

Para se ter uma ideia dos impactos da variação do custo do kWp instalado e da variação na taxa de aumento anual na tarifa de energia elétrica sobre o retorno do investimento, são apresentados os valores de VPL, TIR e tempo de retorno de investimento para um sistema FV-CRIE instalado em Florianópolis (SC), na condição 3 (1 kWp, 80% SWERA, 80% injetado), nos seguintes cenários:

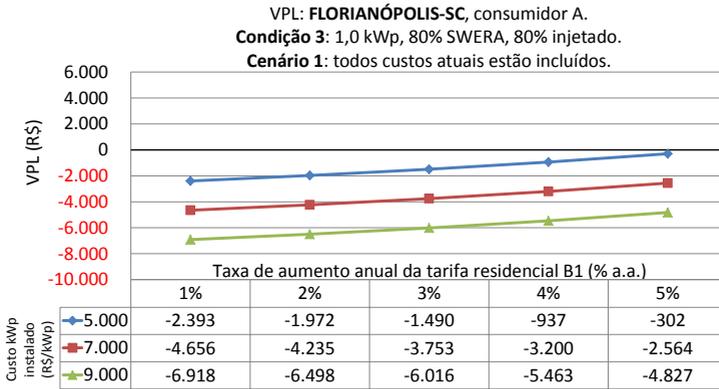
1. cenário 1 (todos os custos incluídos), na Figura 4.3 e
2. cenário 4 (impostos cobrados somente sobre consumo líquido mensal), na Figura 4.4.

Só são apresentados os valores para tempo de retorno do investimento quando tais valores forem no máximo iguais a 25 anos.

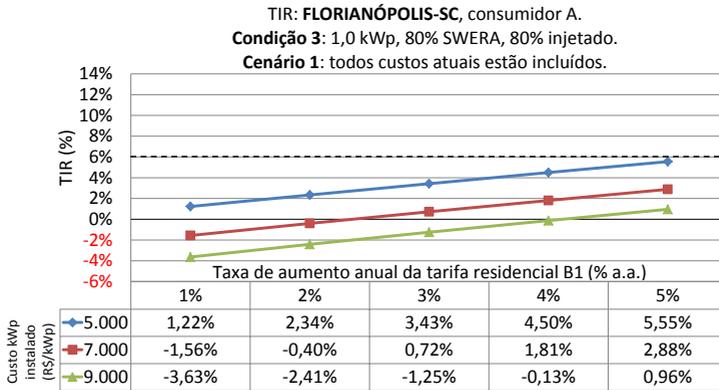
Na Figura 4.3 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 1, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Florianópolis (SC) só seria viável caso a taxa de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse bastante acima de 5% a.a.. Mesmo que o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema seria viável somente para um aumento anual de tarifa um pouco acima de 5% a.a.. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema seria altamente inviável.

Na Figura 4.4 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 4, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Florianópolis (SC) só seria viável caso a taxa de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse de quase 6% a.a.. Mesmo que o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema seria viável somente para um aumento anual de tarifa um pouco acima de 3% a.a.. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema seria altamente inviável.

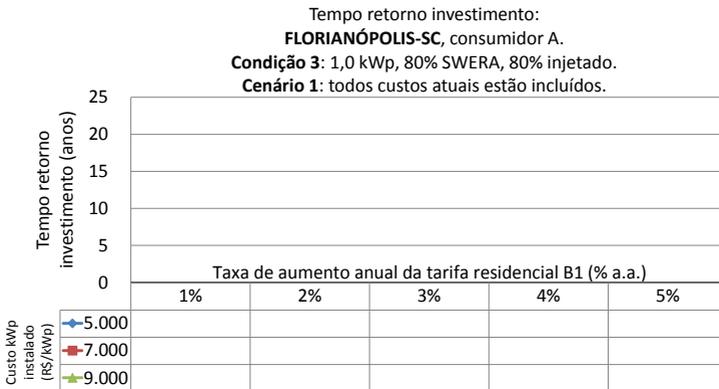
No Apêndice C são apresentados os mesmos tipos de gráficos das Figuras 4.3 e 4.4, considerando os cenários 1 a 6 para cada condição (1 a 4) em Florianópolis (SC).



(a) VPL

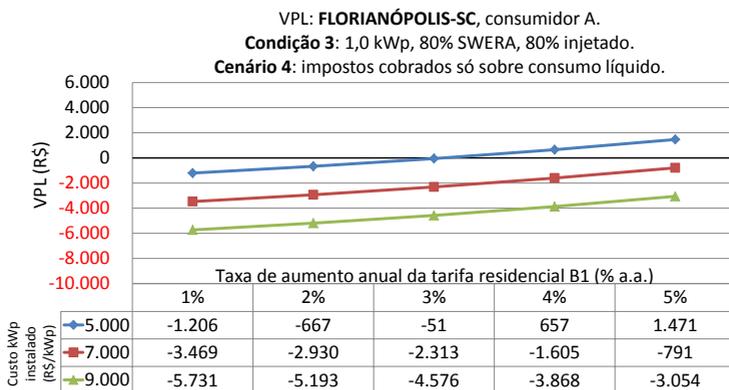


(b) TIR

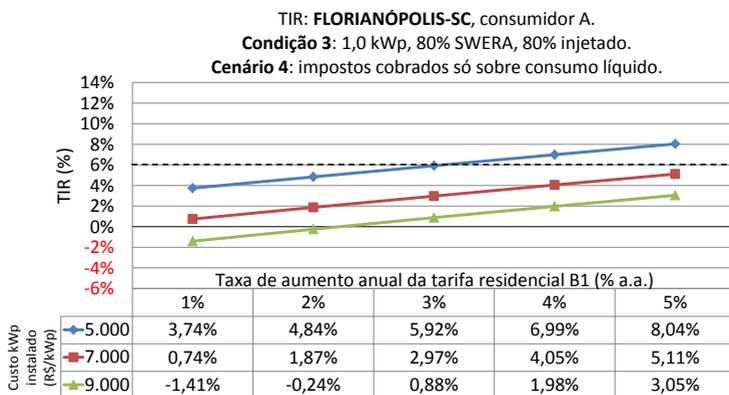


(c) Tempo retorno investimento

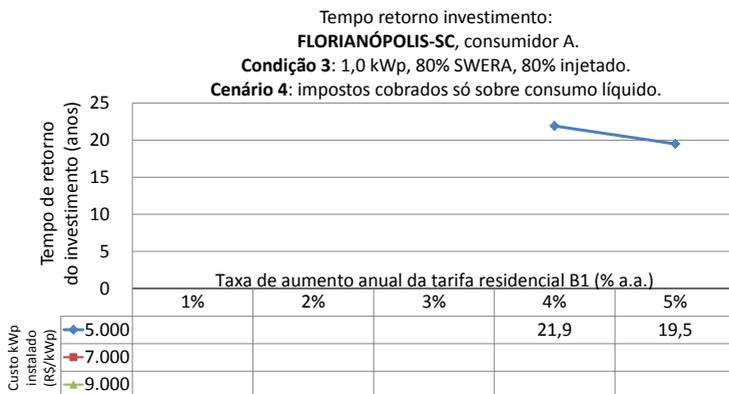
Figura 4.3. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.



(a) VPL



(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

Figura 4.4. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 4.

4.3 Belo Horizonte (MG)

Nesta seção são apresentadas análises mais abrangentes dos resultados de retorno de investimento e de viabilidade para sistemas FV-CRIE instalados em residências unifamiliares, em Belo Horizonte (MG), considerando:

1. Consumidor residencial (não baixa renda), tarifa B1, com conexão trifásica à rede elétrica da concessionária.
2. Consumo total mensal: variável, conforme faturas reais de energia elétrica do Consumidor B. Consumo médio mensal de maio/2012 a abril/2013 de 234 kWh (com 153 kWh no mês com menor consumo, e 276 kWh no mês com maior consumo).
3. Custo de disponibilidade mensal: 100 kWh/mês.
4. Custo do medidor de energia e DSV: R\$ 1.000.
5. Produtividade mensal (kWh/kWp/mês) calculada considerando PR de 0,80 e níveis de irradiação solar mensal baseados nos dados do banco de dados SWERA para irradiação incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local e voltado para o Norte, sendo adotado 100% desses valores na condição 1 de análise, e 80% desses valores nas condições 2, 3 e 4.
6. Redução na produtividade: 0,5% a.a..
7. Despesas OMRR: 1,0% a.a. (sobre custo total do sistema FV-CRIE, sem incluir o custo do medidor nem do DSV).
8. TMA: 6,0% a.a..
9. Prazo de análise do investimento: 25 anos.

Inicialmente serão apresentados, na Tabela 4.7, os resultados do retorno do investimento para Belo Horizonte (MG), considerando:

- custo do kWp instalado de R\$ 7.000,
- aumento na tarifa de 2% a.a. e
- quatro condições (1 a 4), e seis cenários (1 a 6) para cada condição.

Na Tabela 4.7 são apresentados os valores de VPL e TIR para as quatro condições e seis cenários indicados na metodologia. Estão marcados em verde as combinações condição-cenário para as quais o sistema é viável (VPL positivo e TIR maior que a TMA de 6% a.a.).

Observa-se que, no cenário atual de custos efetivos (cenário 1), para as características de análise dadas, só é viável instalar um sistema FV-CRIE em Belo Horizonte (MG) se toda energia FV for consumida no instante da geração, não sendo nada injetado na rede (condição 4, cenário 1), ou seja, não sendo cobrado imposto sobre energia FV injetada.

Observa-se que o retorno do investimento é muito mais interessante (maiores VPL e TIR) para um sistema em Belo Horizonte (MG) do que em Florianópolis (SC). Para os cenários nos quais não há cobrança de impostos sobre a energia FV injetada (cenários 4 a 6), o sistema é viável para as quatro condições consideradas. Mesmo com a cobrança de impostos sobre a energia FV injetada, já no cenário 3 da condição 1 o sistema é viável.

Observe-se também que, como era de se esperar, para os cenários nos quais não há cobrança de impostos sobre a energia FV injetada (cenários 4 a 6), não há variação no VPL nem na TIR quando se varia o percentual de energia FV injetado sem variar o nível de irradiação solar (condições 2 a 4). Na condição 4, como toda energia FV é consumida ao longo dos dias no instante da geração (0% é injetada), o VPL nos cenários 1, 2 e 3 é igual ao VPL nos cenários 4, 5 e 6, respectivamente.

Note-se ainda que, na mesma condição, a diferença nos valores de VPL entre os cenários 5 e 6 é sempre de R\$ 1.000,00. Isso ocorre porque o que diferencia esses dois cenários é que no cenário 6 nem o medidor nem o DSV são pagos pelo proprietário do sistema FV-CRIE. Como o pagamento desses dois equipamentos entra como investimento inicial no fluxo de caixa, a diferença no VPL fica igual ao valor estimado para essa despesa, que foi de R\$ 1.000,00.

Tabela 4.7. Belo Horizonte, MG: VPL e TIR as condições 1 a 4 e cenários 1 a 6.

BELO HORIZONTE - BH:				
VPL (R\$/kWp) e TIR (%)				
Consumidor B; Custo kWp instalado = R\$ 7.000; Taxa aumento anual tarifa residencial = 2% a.a.				
VPL (R\$/kWp)	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	-823	-2.195	-1.414	1.521
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	-84	-1.851	-1.070	2.055
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	916	-851	-70	3.055
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	3.651	1.521	1.521	1.521
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	4.798	2.055	2.055	2.055
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	5.798	3.055	3.055	3.055
TIR (% a.a.)	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	4,9%	3,0%	4,1%	7,9%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	5,9%	3,5%	4,6%	8,5%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	7,3%	4,7%	5,9%	10,1%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	10,3%	7,9%	7,9%	7,9%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	11,6%	8,5%	8,5%	8,5%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	13,5%	10,1%	10,1%	10,1%

Na Tabela 4.8 são apresentadas as variações de VPL e TIR em relação à condição 3 (que é a mais provável dentre as quatro condições propostas).

Na comparação da condição 3 com a condição 2, como era de se esperar, em decorrência do aumento no percentual da energia FV que é injetada na rede, houve redução na viabilidade do investimento na condição 2 (ou seja, redução no VPL e na TIR) para os cenários 1 a 3 – nos quais os impostos são cobrados também sobre a energia FV injetada – e não houve variação nos cenários 4 a 6, já que para esses cenários os impostos são cobrados somente sobre o consumo líquido.

Na comparação da condição 3 com a condição 1, houve aumento no retorno do investimento com o aumento de irradiação incidente. O ganho em viabilidade com o aumento na irradiação solar incidente compensou a redução na viabilidade decorrente do maior percentual da energia FV que é injetada na rede. Mas observe-se que, com o mesmo aumento de irradiação, o aumento provocado sobre o VPL no cenário 1 corresponde só a 21,5% do aumento no cenário 5 e só a 27,7% do aumento provocado sobre o cenário 4. Esses dois percentuais são quase metade dos registrados na mesma análise para Florianópolis (SC). Isso dá uma ideia do quanto a cobrança dos impostos sobre a energia injetada tem impactos negativos, e do quanto o aumento da produtividade FV para Belo Horizonte – que é 17,5% maior que a produtividade para Florianópolis, na base anual – aumenta ainda mais o impacto da cobrança dos impostos sobre a viabilidade do sistema.

Tabela 4.8. Belo Horizonte, MG: Variações de VPL e TIR em relação à condição 3.

BELO HORIZONTE - BH:				
Variação VPL (R\$/kWp) e TIR (%), em relação à Condição 3				
Consumidor B; Custo kWp instalado = R\$ 7.000; Taxa aumento anual tarifa residencial = 2% a.a.				
Variação VPL (R\$/kWp) em relação à Condição 3	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	591	-781	0	2.935
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	986	-781	0	3.125
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	986	-781	0	3.125
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	2.130	0	0	0
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	2.743	0	0	0
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	2.743	0	0	0
Variação TIR (% a.a.) em relação à Condição 3	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	0,8%	-1,1%	0,0%	3,7%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	1,3%	-1,1%	0,0%	3,9%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1,4%	-1,2%	0,0%	4,2%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	3,4%	0,0%	0,0%	0,0%

Na Tabela 4.9 são apresentadas as variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1 (que inclui todos os custos atualmente cobrados). Observe-se que as diferenças são crescentes quando se vai, na mesma condição, do cenário 1 ao 6³. Isso ocorre porque os cenários foram numerados em ordem decrescente de custos na condição 3. Pode-se observar o grande aumento no VPL quando os impostos são cobrados somente sobre o consumo líquido. Quanto ao impacto da retirada do custo de disponibilidade (diferenças entre cenários 2 e 3, e entre cenários 4 e 5), ele seria ainda maior, caso se aumentasse a potência do sistema

³A única exceção fica por conta da condição 4, já que, como 0% da energia FV é injetada, os cenários 1 a 3 têm os mesmos valores dos cenários 4 a 6, respectivamente.

FV-CRIE instalado.

Tabela 4.9. Belo Horizonte, MG: Variações de VPL e TIR em relação ao cenário 1.

BELO HORIZONTE - BH:				
Variação VPL (R\$/kWp) e TIR (%), em relação ao Cenário 1				
Consumidor B; Custo kWp instalado = R\$ 7.000; Taxa aumento anual tarifa residencial = 2% a.a.				
Variação VPL (R\$/kWp) em relação ao Cenário 1	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	0	0	0	0
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	739	344	344	533
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	1.739	1.344	1.344	1.533
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	4.474	3.716	2.935	0
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	5.621	4.249	3.468	533
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	6.621	5.249	4.468	1.533
Variação TIR (% a.a.) em relação ao Cenário 1	Condição 1: 1kWp, 100% SWERA, 100% injetado	Condição 2: 1kWp, 80% SWERA, 100% injetado	Condição 3: 1kWp, 80% SWERA, 80% injetado	Condição 4: 1kWp, 80% SWERA, 0% injetado
Cenário 1: todos custos incluídos.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cenário 2: sem custo disponibilidade.	1,0%	0,5%	0,5%	0,6%
Cenário 3: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV.	2,4%	1,7%	1,8%	2,3%
Cenário 4: impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	5,3%	4,9%	3,7%	0,0%
Cenário 5: sem custo disponibilidade; impostos cobrados só sobre consumo líquido.	6,6%	5,5%	4,4%	0,6%
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV; impostos cobrados somente sobre consumo líquido.	8,6%	7,1%	6,0%	2,3%

Para se ter uma ideia dos impactos da variação do custo do kWp instalado e da variação na taxa de aumento anual na tarifa de energia elétrica sobre o retorno do investimento, são apresentados os valores de VPL, TIR e tempo de retorno de investimento para um sistema FV-CRIE instalado em Belo Horizonte (MG), na condição 3 (1 kWp, 80% SWERA, 80% injetado), nos seguintes cenários:

1. cenário 1 (todos os custos incluídos), na Figura 4.5 e

2. cenário 4 (impostos cobrados somente sobre consumo líquido mensal), na Figura 4.6.

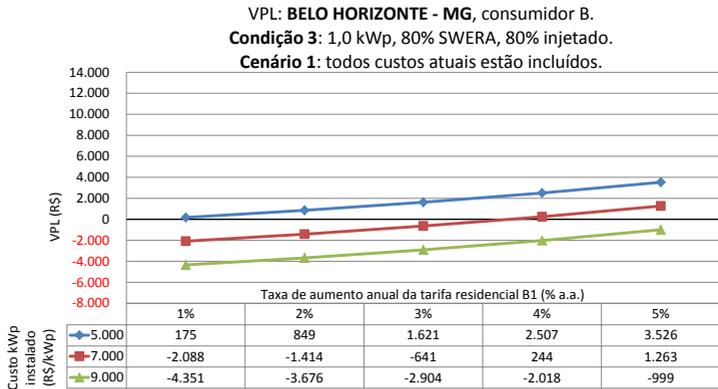
Só são apresentados os valores para tempo de retorno do investimento quando tais valores forem no máximo iguais a 25 anos.

Na Figura 4.5 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 1, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Belo Horizonte (MG) só seria viável caso a taxa de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse no mínimo um pouco abaixo de 4% a.a.. Se o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema já seria viável a partir de um aumento anual de tarifa um pouco abaixo de 1% a.a.. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema só seria viável caso a taxa média (geométrica) de aumento anual da tarifa residencial B1 fosse de pouco acima de 5,5% considerando os 25 anos de operação do sistema.

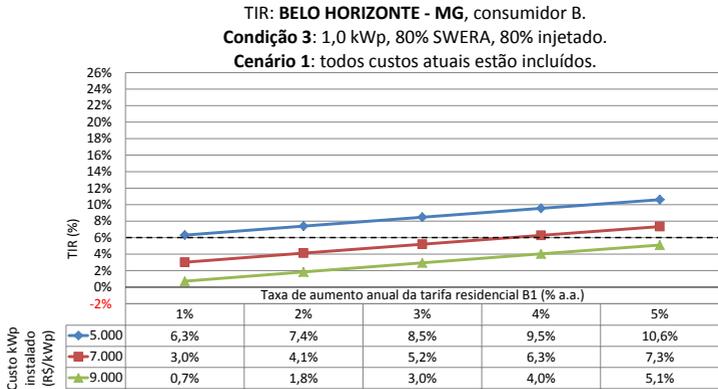
Na Figura 4.6 observa-se que, considerando a condição 3 e cenário 4, para o custo de 7.000 R\$/kWp, o sistema FV-CRIE instalado em Belo Horizonte (MG) já é viável mesmo que a taxa média (geométrica) de aumento anual da tarifa residencial B1 seja de 1% a.a. no período de 25 anos analisado. Se o preço do kWp instalado fosse de R\$ 5.000, o sistema seria viável mesmo que a tarifa B1 residencial não fosse aumentada ao longo dos 25 anos de operação do sistema. Caso o preço do kWp instalado chegasse a R\$ 9.000, o sistema seria viável para uma taxa de aumento anual de tarifa residencial maior que 2,5% a.a..

Observa-se pela Figura 4.6 que, para o consumidor B, caso não houvesse cobrança de impostos sobre a energia FV injetada (mas considerando todos os demais custos), para a taxa de aumento de tarifa de 2% a.a. (que é próximo à média geométrica anual de aumento da tarifa residencial B1 para Belo Horizonte considerando os últimos oito anos) e considerando os custos atuais de 7.000 R\$/kWp, o VPL seria de R\$ 1.521, a TIR seria de 7,9% e o investimento seria pago em 18 anos e 10 meses. Não são valores tão interessantes ainda, mas já é bem melhor do que quando os impostos são cobrados sobre a energia FV injetada, na mesma condição (Figura 4.5), que são: VPL de R\$ 1.414 negativo, TIR de 4,1% a.a. (quase 2% abaixo da TMA considerada) e tempo de retorno do investimento de mais de 25 anos.

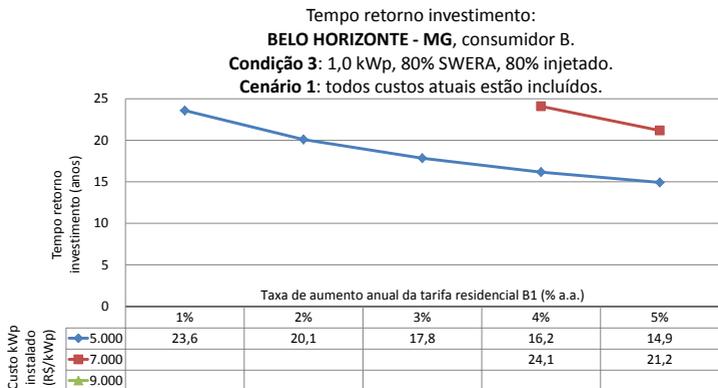
No Apêndice D são apresentados os mesmos tipos de gráficos das Figuras 4.5 e 4.6, considerando os cenários 1 a 6 para cada condição (1 a 4) em Belo Horizonte (MG).



(a) VPL

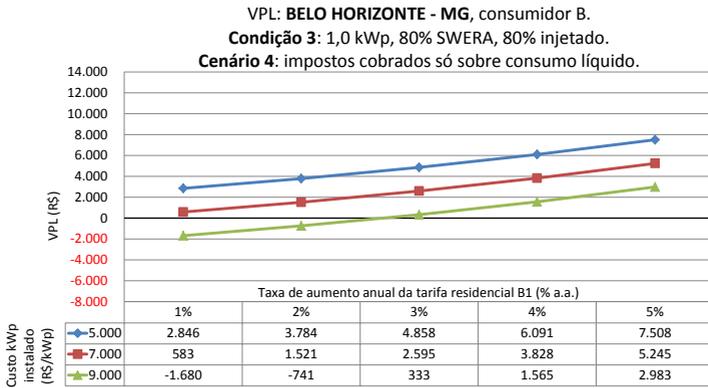


(b) TIR

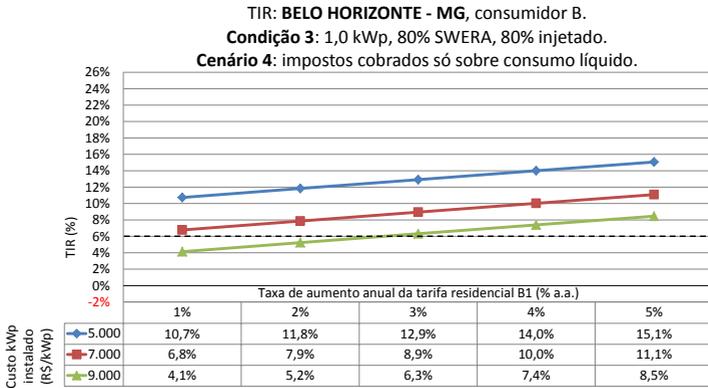


(c) Tempo retorno investimento

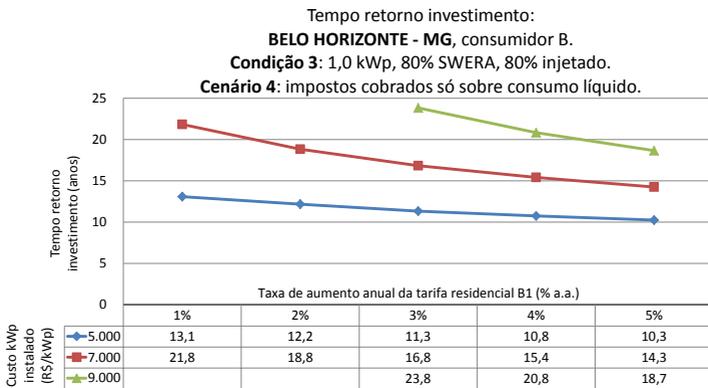
Figura 4.5. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 1.



(a) VPL



(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

Figura 4.6. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento, na condição 3, cenário 4.

5

Conclusões

A metodologia desenvolvida neste trabalho, apesar de ter sido aplicada ao caso específico de sistemas FV-CRIE instalados em unidades consumidoras residenciais (não baixa renda), permite a análise do retorno do investimento em sistemas FV-CRIE instalados em unidades consumidoras comerciais e até mesmo industriais, bastando para tanto a adequação de algumas das variáveis explicitadas pela própria metodologia. Além disso, é possível alterar as condições e cenários aqui elaborados conforme forem as condições de mercado, a situação econômico-financeira do país, e a política/regulamentação tarifária e tributária vigentes.

Pelos resultados das análises de retorno de investimento apresentadas neste trabalho, observa-se que: (1) com a atual cobrança de ICMS, PIS e COFINS sobre toda energia FV que for injetada na rede elétrica pública por um sistema FV-CRIE; (2) com as atuais tarifas de energia elétrica praticadas para o setor residencial, e (3) considerando:

- a condição 3 (1 kWp instalado, 80% da irradiação prevista pelo SWERA e 80% da energia FV sendo injetada na rede),
- o cenário 1 (todos os custos atuais levantados são incluídos),
- o custo atual de R\$ 7.000 para os componentes e instalação de um sistema FV-CRIE de 1 kWp,
- um aumento médio (geométrico) anual de 2% a.a. para a tarifa residencial B1, ao longo dos 25 anos de operação do sistema FV-CRIE e

- as demais características para a análise de retorno de investimento num prazo de 25 anos adotadas;

o tempo de retorno de investimento em um sistema FV-CRIE seria excessivamente longo para as 27 capitais brasileiras.

No entanto, seria suficiente a alteração para a não-cobrança de impostos sobre a energia FV injetada, para que se tornasse economicamente viável investir em um sistema FV-CRIE em 12 das 27 capitais brasileiras.

Porém, na melhor situação dentre as 12 capitais para as quais tal investimento seria viável – que ocorre para Belo Horizonte (MG) – o VPL seria de apenas R\$ 2.055, a TIR de 8,5% (apenas 2,5% acima da TMA considerada) e o tempo de retorno do investimento seria de pouco mais que 17 anos (muito alto para um pequeno investidor que queira instalar um sistema FV-CRIE em sua residência).

Tendo em vista tal situação, para que se melhore a viabilidade do investimento em sistemas FVC-CRIE no meio urbano no Brasil, considera-se importante que a cobrança de impostos sobre a energia FV injetada na rede elétrica pública seja abolida o quanto antes, e que sejam criadas pelos bancos públicos – ou mesmo pelas empresas do setor FV atuantes no Brasil, através de braços financeiros dessas empresas – linhas de financiamento com juros abaixo da atual remuneração da poupança, para que efetivamente se viabilize economicamente a microgeração FV no meio urbano no Brasil.

Este é o retrato da situação atual no Brasil. Existem expectativas com relação à extinção da cobrança do ICMS sobre a energia FV injetada na rede, à redução de custo de um sistema FV-CRIE para baixo dos atuais 7.000 R\$/kWp, à redução do custo do medidor de energia e do DSV, e ao possível aumento na variação anual média das tarifas residenciais. Esses fatores podem alterar a situação para condições mais favoráveis, e que podem facilmente ser simuladas com a metodologia utilizada neste trabalho.

Outra conclusão deste trabalho é que a escolha do porte (potência nominal) do sistema FV-CRIE a ser instalado por um consumidor residencial tem grande influência sobre o retorno do investimento, pois um sistema superdimensionado acarreta em aumento nas despesas referentes a custo de disponibilidade e impostos.

5.1 Trabalhos futuros

Com a recente convocação pela ANEEL da Audiência Pública nº 043/2013 [67], com período para envio de contribuição de 9/5 a 6/8/2013 e realização de reuniões presenciais nas cidades de Brasília/DF, São Paulo/SP, Curitiba/PR, Belém/PA e Recife/PE, para obter subsídios à proposta de regulamentação da aplicação da modalidade tarifária horária branca¹, uma opção que estará em breve disponível para os consumidores residenciais, seria interessante para futuros trabalhos implementar um procedimento automatizado para avaliação do retorno do investimento considerando tanto a geração FV quanto o consumo residencial na base horária, mas mantendo o fluxo de caixa na base mensal (já que as faturas de energia são mensalmente).

¹A modalidade tarifária branca será uma alternativa à convencional hoje em vigor e oferecerá aos consumidores de baixa tensão (residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais) três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. De segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia. A tarifa branca será opcional, e caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível. Outra mudança, válida a partir de janeiro de 2014, é a criação das Bandeiras Tarifárias Verde, Amarela e Vermelha, que funcionarão como um semáforo de trânsito e se refletirão em diferença de tarifa para o consumidor. A Bandeira Verde significa custos baixos para gerar a energia. A Bandeira Amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando. Por sua vez, a Bandeira Vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração [68].

Referências

- [1] JARDIM, C. D. S. et al. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. *Energy and Buildings*, v. 40, n. 3, p. 365–370, jan. 2008. ISSN 03787788. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778807000977>>. (Citado nas páginas 1 e 4)
- [2] RütHER, R. et al. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. *Energy Conversion and Management*, v. 49, n. 5, p. 1074–1079, maio 2008. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890407003354>>. (Citado nas páginas 1 e 4)
- [3] RütHER, R.; BRAUN, P. Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. *Solar Energy*, v. 83, n. 10, p. 1923–1931, out. 2009. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X09001820>>. (Citado nas páginas 1 e 4)
- [4] BRAUN, P.; RütHER, R. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. *Energy Conversion and Management*, Elsevier Ltd, v. 51, n. 12, p. 2457–2466, dez. 2010. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890410001858>>. (Citado nas páginas 1 e 4)
- [5] MME; EPE. *Anuário estatístico de energia elétrica 2013*. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. (Citado nas páginas 1, 2, 10, 14, 15, 16, 17, 18 e 19)

- [6] MME; EPE. *PNE 2030 - Plano Nacional de Energia 2030 - Cadernos temáticos 2008 - v.2. Projeções*. Brasília, 2007.
(Citado na página 1)
- [7] EPE. *Balço energético nacional 2013 (ano-base 2012)*. Rio de Janeiro - RJ, 2013. 284 p. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2013.aspx>>.
(Citado nas páginas 2 e 3)
- [8] MME; EPE. *PDE 2020 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Brasília, 2011. 319 p.
(Citado na página 2)
- [9] WWF-BRASIL. *Além de grandes hidrelétricas - Sumário para tomadores de decisão*. [S.l.], 2012. 44 p. Disponível em: <<http://www.wwf.org.br/?32143>>.
(Citado na página 3)
- [10] MARINHO, M. H. N.; AQUINO, R. R. B. Oferta de energia através da complementariedade sazonal hidro-eólica. *PCH Notícias & SHP NEWS*, n. 40, p. 36–42, 2009. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/artigos/oferta-energia-atraves-complementariedade-sazonal-hidro-eolica.html> http://www.cerpch.unifei.edu.br/exibir_rev.php?id=40>.
(Citado na página 3)
- [11] RÜTHER, R. *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. Florianópolis, SC: [s.n.], 2004. Disponível em: <<http://www.fotovoltaica.ufsc.br/downloads>>.
(Citado nas páginas 4, 20 e 59)
- [12] ANEEL. *Resolução Normativa n. 481, de 17 de Abril de 2012*. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>.
(Citado nas páginas 4 e 31)
- [13] ANEEL. *Resolução Normativa n. 482, de 17 de Abril de 2012*. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.
(Citado nas páginas 4 e 62)
- [14] ANEEL. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012)*. Brasília - DF,

2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF-Modulo3_Revisao_5.pdf>.
(Citado nas páginas 4, 34, 40, 53 e 63)
- [15] CONFAZ. *Convênio ICMS n. 6, de 5 de Abril de 2013*. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz-Convenios/ICMS/2013/CV006_13.htm>.
(Citado nas páginas 4, 32 e 33)
- [16] ANEEL. *Resolução Normativa n. 414, de 09 de setembro de 2010*. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>.
(Citado nas páginas 4 e 31)
- [17] IBGE. *Censo Demográfico 2010*. Rio de Janeiro, 2011. 270 p. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/caracteristicas_da_populacao/resultados_do_universo.pdf>.
(Citado na página 6)
- [18] POPONI, D. Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experiences curves. *Solar Energy*, v. 74, p. 331–340, 2003.
(Citado na página 6)
- [19] KESHNER, M. S.; ARYA, R. *Study of potential cost reductions resulting from super large scale manufacturing of PV modules*. [S.l.], 2004. Disponível em: <www.nreal.gov>.
(Citado na página 6)
- [20] HOFFMANN, W. PV solar electricity industry: Market growth and perspective. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v. 90, p. 3285–3311, 2006.
(Citado na página 6)
- [21] NEMET, G. F. Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies. *Energy Policy*, v. 37, n. 3, p. 825–835, mar. 2009. ISSN 03014215. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508005910>>.
(Citado nas páginas 6 e 7)
- [22] YU, C.; SARK, W. van; ALSEMA, E. 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, jan. 2011. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032110002881>>.
(Citado na página 6)
- [23] PHOTON Consulting. Factory-gate c-Si module prices. *Photon International 5-2012*, maio 2012.
(Citado nas páginas 6, 7 e 23)
- [24] HERRON, J. Place your bet - Canadian Solar says it will produce a module for a hard-to-believe 60 c per W later this year. *Photon International 4-2012*, p. 60, abr. 2012.
(Citado na página 6)
- [25] Navigant Consulting. *Solar Outlook - 2012-1 (feb.2012)*. [S.l.], 2012.
(Citado nas páginas 7 e 23)
- [26] PHOTON Consulting. Factory-gate c-Si module prices. *Photon International 4-2010*, abr. 2010.
(Citado na página 7)
- [27] PHOTON Consulting. Factory-gate c-Si module prices. *Photon International 4-2011*, abr. 2011.
(Citado na página 7)
- [28] EPIA. *Market Report 2011*. [S.l.], 2012.
(Citado na página 7)
- [29] SALAMONI, I. T. *Um Programa Residencial de Telhados Solares para o Brasil: Diretrizes de Políticas Públicas para a Inserção da Geração Fotovoltaica*. Tese (Doutorado) — (Tese de Doutorado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.
(Citado na página 7)
- [30] SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R.; ZILLES, R. Uma oportunidade para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no Brasil: eletricidade solar para os telhados. *Parcerias Estratégicas (CGEE)*, v. 14, p. 219–243, 2009.
(Citado na página 7)
- [31] RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, n. 3, p. 1027–1030, mar. 2011. ISSN 03014215. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510009213>>.
(Citado na página 7)

- [32] PARKINSON, G. *Citigroup: How solar module prices could fall to 25c/watt*. 2013. Disponível em: <<http://reneweconomy.com.au/2013-/citigroup-how-solar-module-prices-could-fall-to-25cwatt-41384>>. (Citado nas páginas 7 e 8)
- [33] BRASIL. *Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013*. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. (Citado nas páginas 8 e 46)
- [34] BRASIL. *Medida Provisória n. 591, de 29 de novembro de 2012*. [S.l.], 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/_03/_ato2011-2014/2012/mpv/591.htm>. (Citado nas páginas 8 e 46)
- [35] BRASIL. *Medida Provisória n. 605, de 23 de Janeiro de 2013*. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/_03/_Ato2011-2014/2013/Mpv/mpv605.htm>. (Citado nas páginas 8 e 46)
- [36] ANEEL. *Conheça as Tarifas da Classe de Consumo Residencial de uma Concessionaria*. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>>. (Citado nas páginas 8, 46 e 50)
- [37] NOBRE, A. *Faturas pessoais de energia elétrica, consumidor residencial, CEMIG (2011-2012)*. Belo Horizonte - MG: [s.n.], 2012. (Citado na página 9)
- [38] ABINEE. *Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. (Citado na página 11)
- [39] EPE. *Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. Rio de Janeiro - RJ, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos/_23-/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. (Citado na página 11)
- [40] BORGHI, R. A. Z. *Economia financeira e economia produtiva: o padrão de financiamento da indústria automobilística*. Tese (Doutorado) — (Dissertação de Mestrado). Instituto de Economia,

UNICAMP, Campinas, SP, 2011.

(Citado na página 11)

- [41] ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica, 2a edição - Capítulo 3: Energia Solar*. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>.
(Citado na página 20)
- [42] RAZYKOV, T. et al. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 85, n. 8, p. 1580–1608, ago. 2011. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X1000366X>>.
(Citado na página 20)
- [43] PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 15, n. 3, p. 1625–1636, abr. 2011. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032110004016>>.
(Citado na página 20)
- [44] PHOTON International. Photon International. *Photon International 3-2012*, mar. 2012.
(Citado nas páginas 21 e 22)
- [45] EPIA. *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*. [S.l.], 2012. 76 p. Disponível em: <<http://files.epia.org/files/Global-Market-Outlook-2016.pdf>>.
(Citado na página 24)
- [46] PHOTON International. Photon International. *Photon International 11-2011*, nov. 2011.
(Citado na página 24)
- [47] REN21. *Renewables 2012 Global Status Report*. 2012.
(Citado nas páginas 25, 26 e 27)
- [48] PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.], 2006.
(Citado nas páginas 28 e 29)
- [49] ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012*. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.
(Citado nas páginas 30 e 32)

- [50] BRASIL. *Lei n. 9.718, de 27 de novembro 1998*. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9718compilada.htm>. (Citado na página 34)
- [51] BRASIL. *Lei n. 10.637 de 30 de dezembro de 2002*. 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10637compilado.htm>. (Citado na página 34)
- [52] BRASIL. *Medida Provisória n. 2.158-35, de 24 de Agosto de 2001*. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm>. (Citado na página 34)
- [53] CELESC. *Manual de procedimentos: Requisitos para a Conexão de Micro ou Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição*. Florianópolis - SC, 2012. 28 p. (Citado nas páginas 35, 40, 53 e 63)
- [54] CEMIG. *Manual de Distribuição: Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig - Conexão em Baixa Tensão (ND - 5.3)*. Belo Horizonte - MG, 2012. 39 p. (Citado nas páginas 37, 40, 53 e 63)
- [55] ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica - Caderno 4*. Brasília - DF, 2005. 30 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. (Citado na página 39)
- [56] SILVA, F. G. R. da. *Análise e levantamento da composição tarifária brasileira*. [S.l.], 2012. (Citado na página 44)
- [57] MARION, B. et al. *Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems*. Golden, Colorado, 2005. (Citado nas páginas 53 e 54)
- [58] REICH, N. H. et al. Performance ratio revisited: is PR 90% realistic? n. January, p. 717–726, 2012. (Citado na página 53)
- [59] THEVENARD, D.; PELLAND, S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*,

Elsevier Ltd, v. 91, p. 432–445, maio 2013. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X11001757>>.

(Citado nas páginas 53 e 61)

- [60] VIANA, T. S. et al. Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. In: *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES*. São Paulo, SP.: [s.n.], 2012. p. 6.
(Citado nas páginas 54, 55 e 61)
- [61] BENEDITO, R. S. *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório*. 110 p. Tese (Doutorado) — (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-graduação em Energia, USP., São Paulo, SP., 2009. Disponível em: <http://lsf.ief.usp.br/lsf/pdf/mestrado/Mestrado_Ricardo_Benedito.pdf>.
(Citado nas páginas 55 e 61)
- [62] First Solar. *First Solar FS Series 3 Black PV Module (datasheet)*. [S.l.], 2013.
(Citado nas páginas 61 e 65)
- [63] AVANCIS. *Avancis Warranty for Photovoltaic Module(s)*. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://www.avancis.de/fileadmin/media-portal/produkt/AVANCIS_warranty_2013_01_INT.pdf>.
(Citado nas páginas 61 e 65)
- [64] DUPONT. *DuPont Apollo - D Series Thin Film Modules (datasheet)*. [S.l.], 2012. Disponível em: <http://www2.dupont.com/Apollo/en_HK/assets/downloads/D_Series_Datasheet.pdf>.
(Citado nas páginas 61 e 65)
- [65] Yingli Solar. *Yingli Solar Panda Module - Limited Warranty*. [S.l.], 2011. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/warranty/downloads/PANDA_standard_110928.pdf>.
(Citado nas páginas 61 e 65)
- [66] Banco Central do Brasil. *Remuneração dos depósitos de poupança*. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>.
(Citado na página 67)

- [67] ANEEL. *Audiência Pública n. 043/2013*. 2013. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2013\attIdeFasAud=764\id_area=13\attAnoFasAud=2013

(Citado na página 99)

- [68] ANEEL. *Tarifa branca ao consumidor de baixa tensão valerá com novo medidor*. 2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921\id_area=90.

(Citado na página 99)

APÊNDICES

Apêndice A – Versão eletrônica da dissertação

Além da versão impressa desta dissertação, no Apêndice A é indicado o *link* para baixar a versão eletrônica. Com isso, o leitor poderá fazer ampliação (*zoom*) nas tabelas e figuras, quando julgar necessário.

Disponível para *download* em:

<http://www.dropbox.com/s/n93161v2vafkq9r/Montenegro2013.zip>

**Apêndice B – Vinte e sete capitais:
VPL, TIR e tempo de retorno do investimento
para consumidor com consumo constante de 250 kWh/mês
(residencial, trifásico, tarifa B1)**

Análises de retorno de investimento para consumidor residencial com consumo mensal constante de 250 kWh, para as 27 capitais, considerando:

1. Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
2. Cenário 1: todos custos atuais incluídos.

Disponível para *download* em:

http://www.dropbox.com/s/98wlialzddpmhqf/27capitais_cond3_cen1.zip

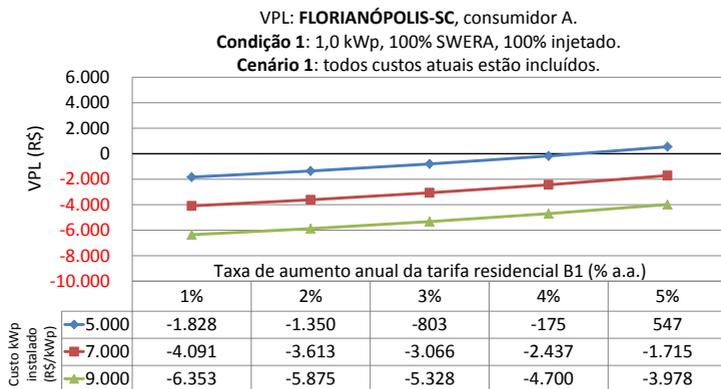
Análises de retorno de investimento para consumidor residencial com consumo mensal constante de 250 kWh, para as 27 capitais, considerando:

1. Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
2. Cenário 4: impostos cobrados só sobre consumo líquido.

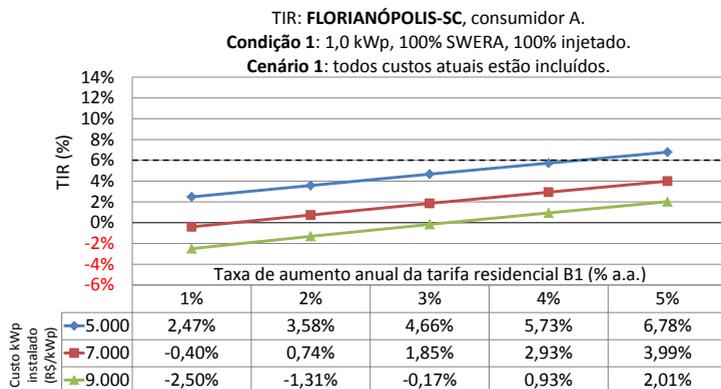
Disponível para *download* em:

http://www.dropbox.com/s/6vp7dx193a96v4w/27capitais_cond3_cen4.zip

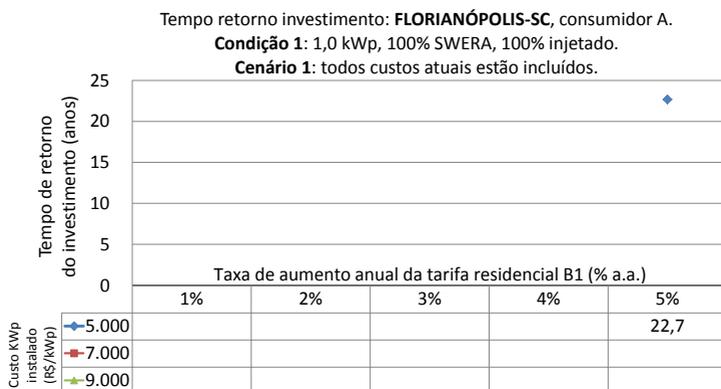
**Apêndice C – Florianópolis, SC:
VPL, TIR e tempo de retorno do investimento
para consumidor A (residencial, trifásico, tarifa B1)**



(a) VPL

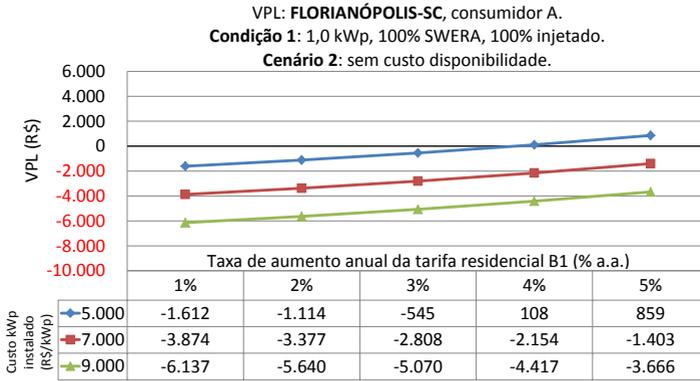


(b) TIR

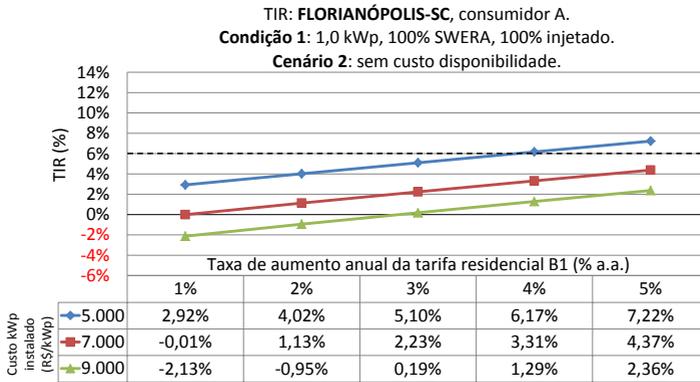


(c) Tempo retorno investimento

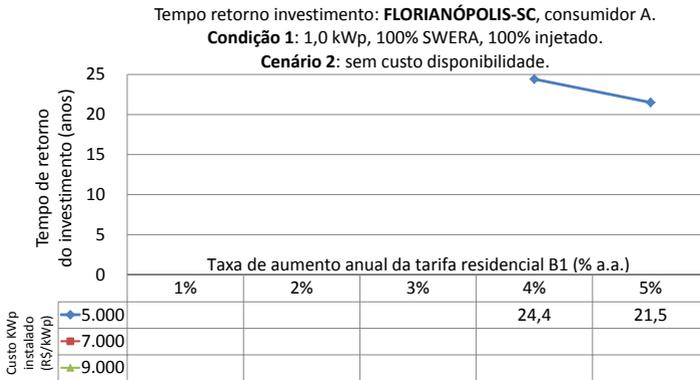
Figura C.1. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 1.



(a) VPL

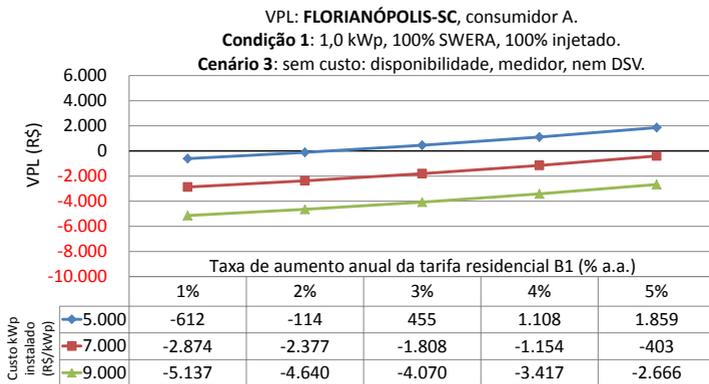


(b) TIR

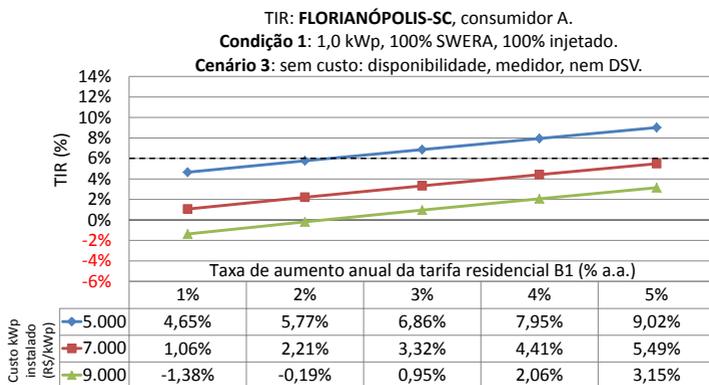


(c) Tempo retorno investimento

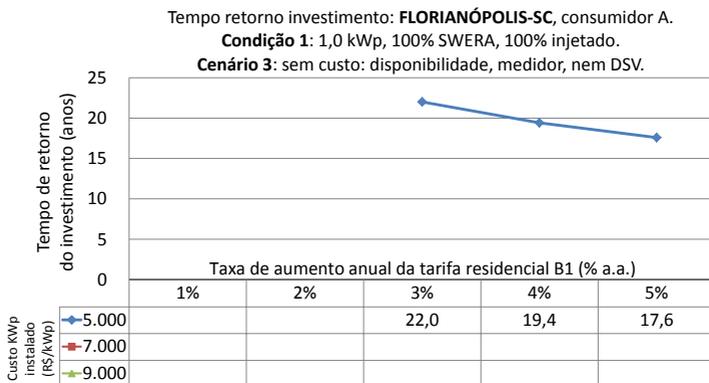
Figura C.2. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 2.



(a) VPL

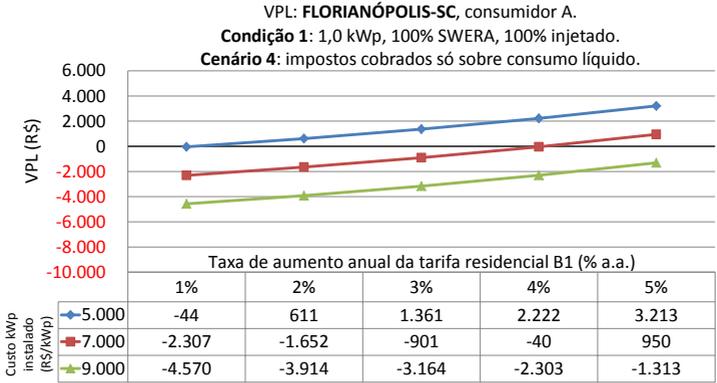


(b) TIR

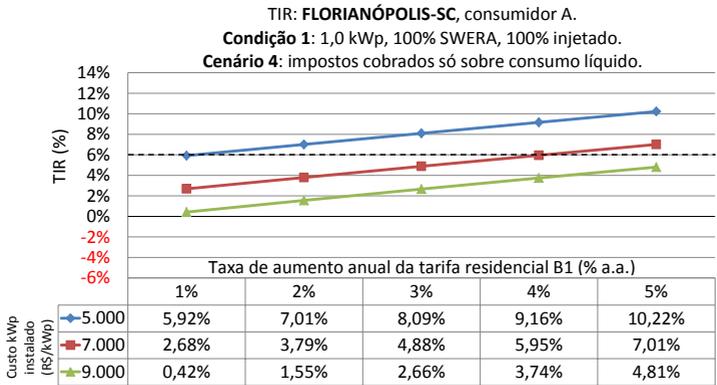


(c) Tempo retorno investimento

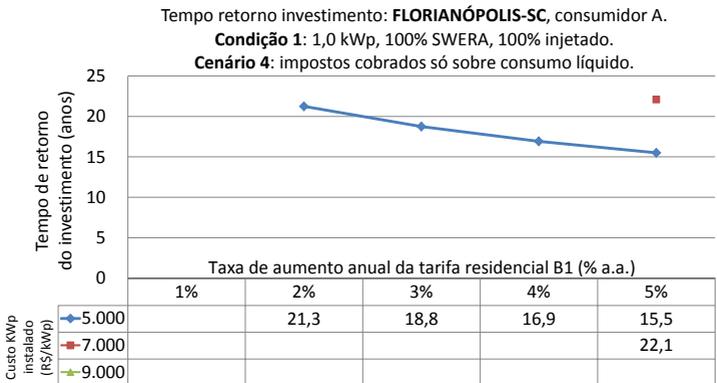
Figura C.3. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 3.



(a) VPL

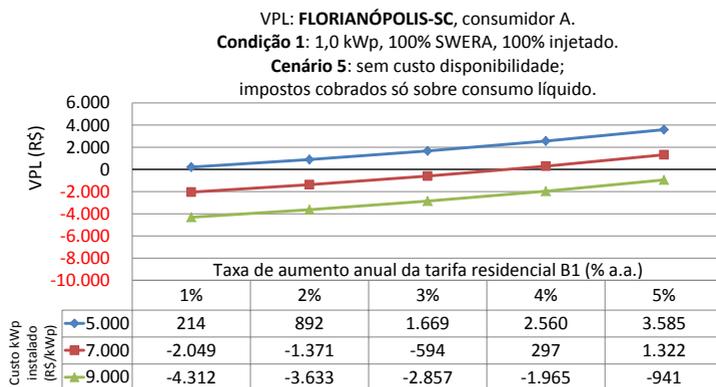


(b) TIR

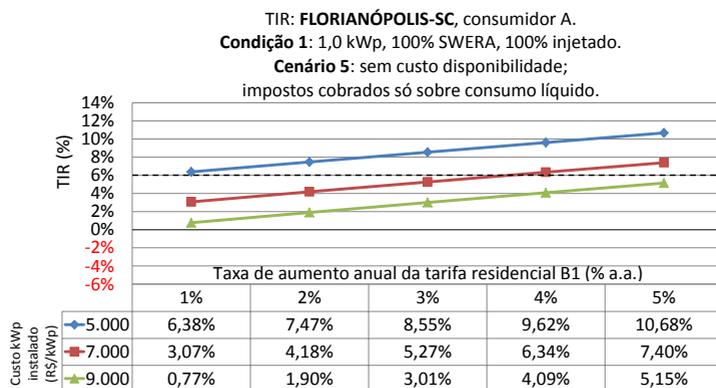


(c) Tempo retorno investimento

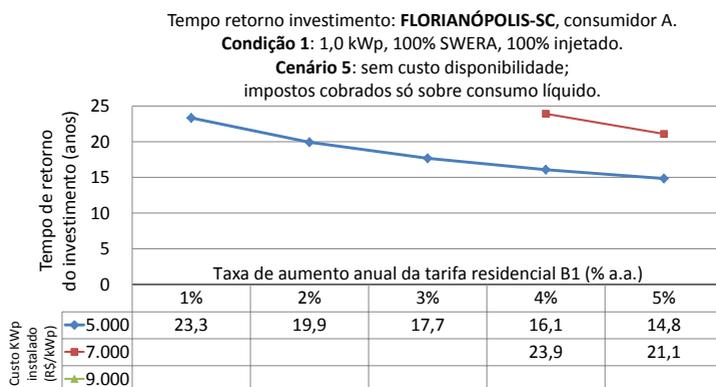
Figura C.4. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 4.



(a) VPL

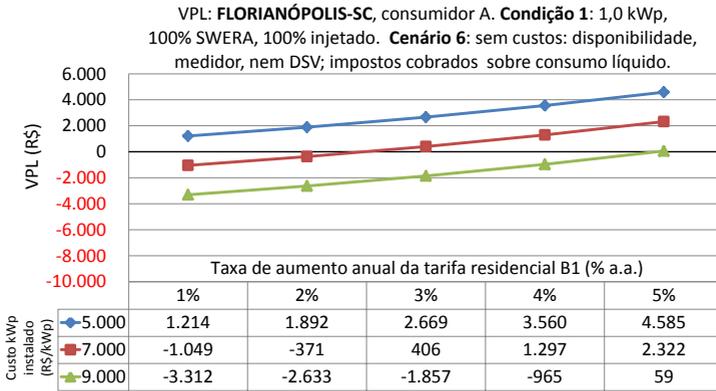


(b) TIR

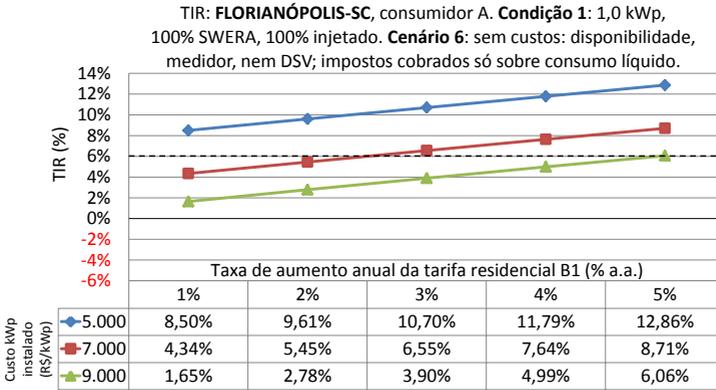


(c) Tempo retorno investimento

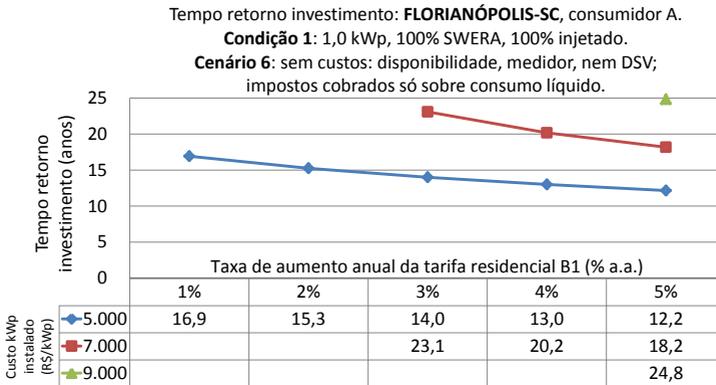
Figura C.5. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 5.



(a) VPL

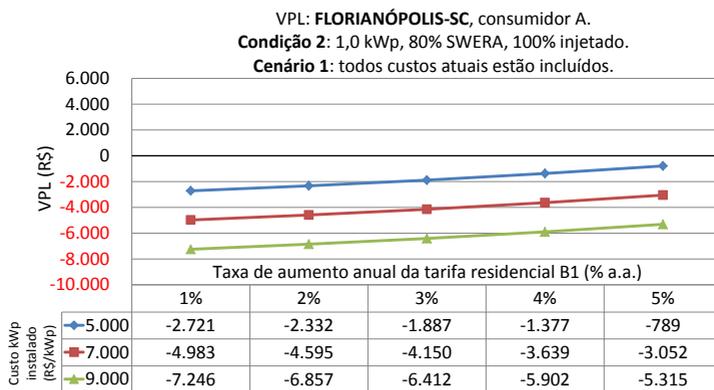


(b) TIR

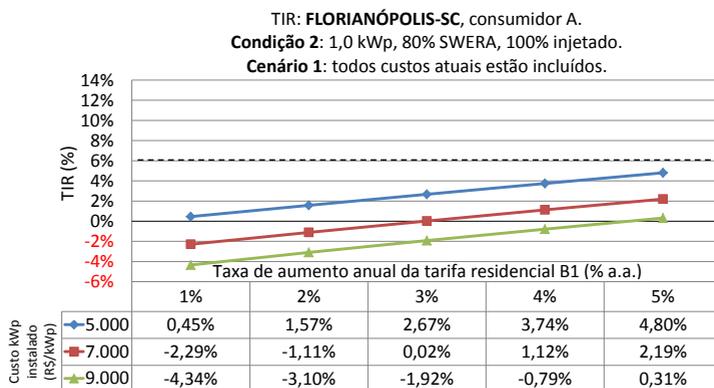


(c) Tempo retorno investimento

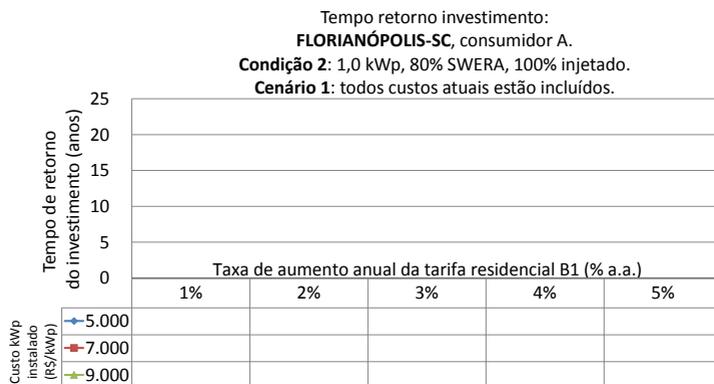
Figura C.6. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 1, cenário 6.



(a) VPL

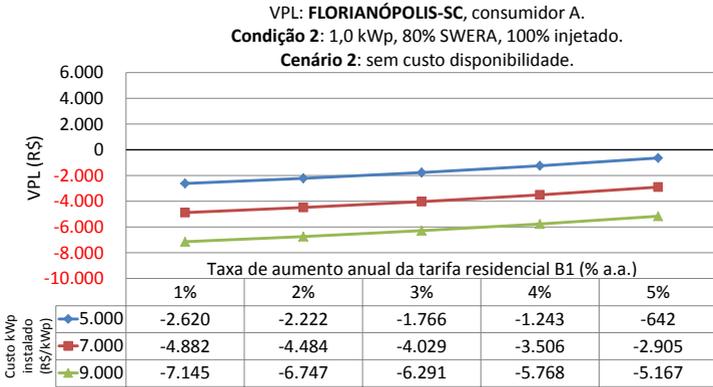


(b) TIR

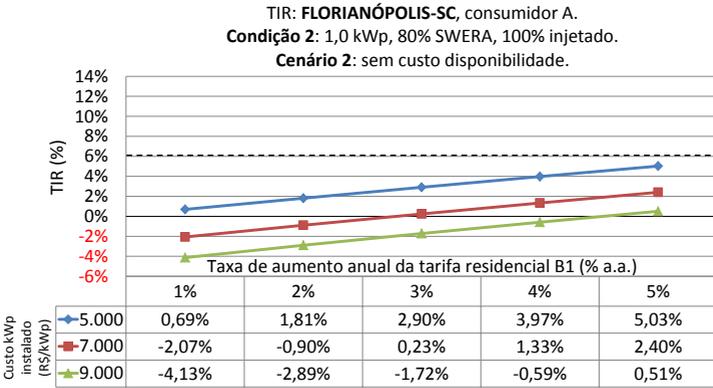


(c) Tempo retorno investimento

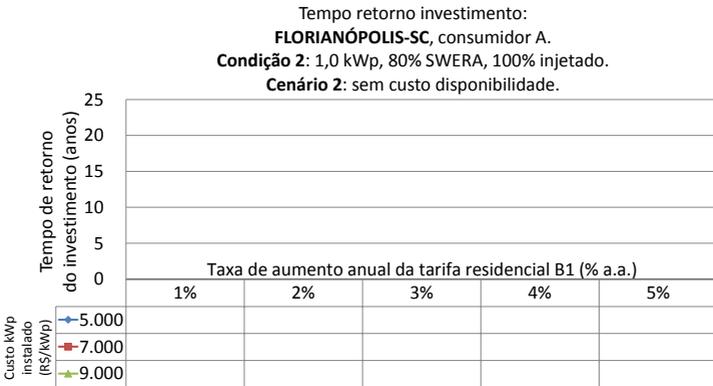
Figura C.7. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 1.



(a) VPL

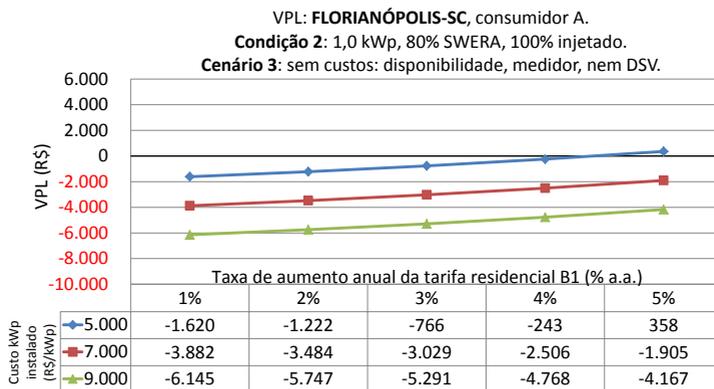


(b) TIR

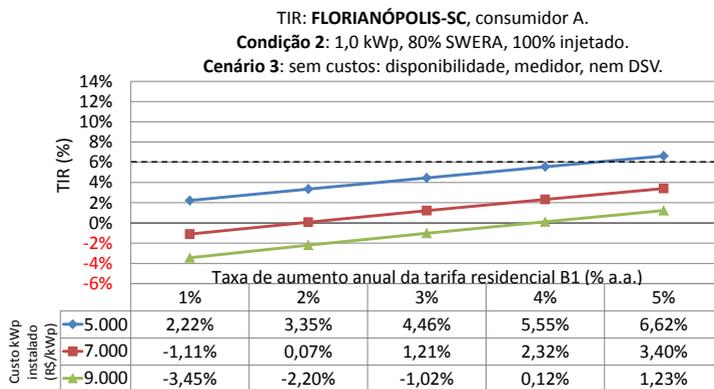


(c) Tempo retorno investimento

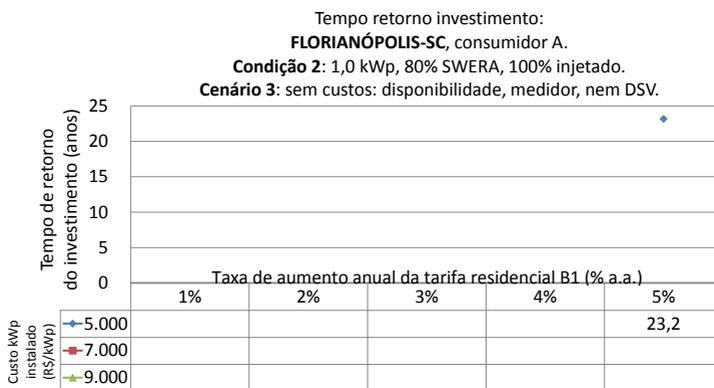
Figura C.8. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 2.



(a) VPL

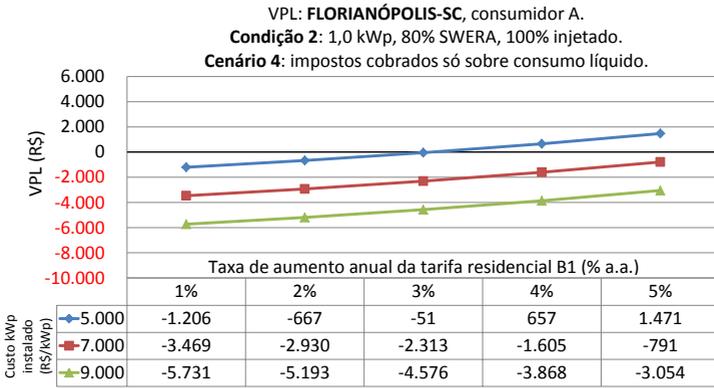


(b) TIR

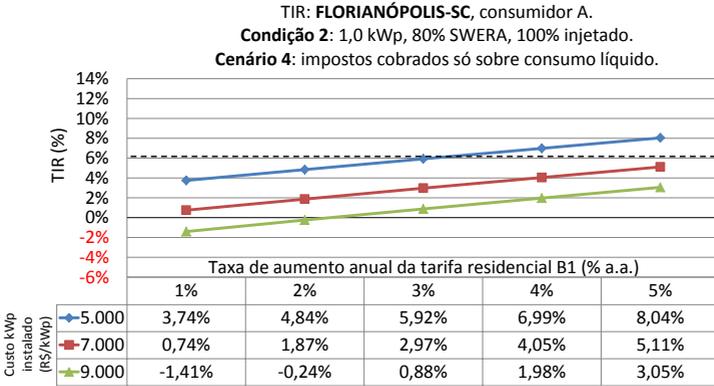


(c) Tempo retorno investimento

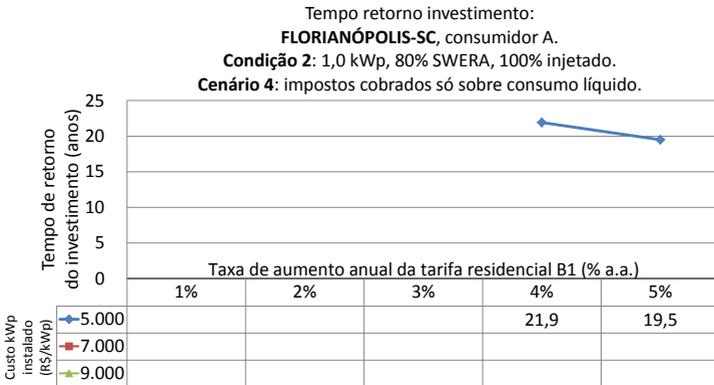
Figura C.9. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 3.



(a) VPL

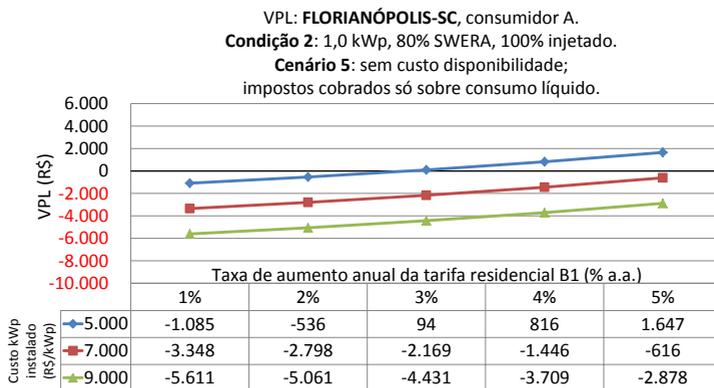


(b) TIR

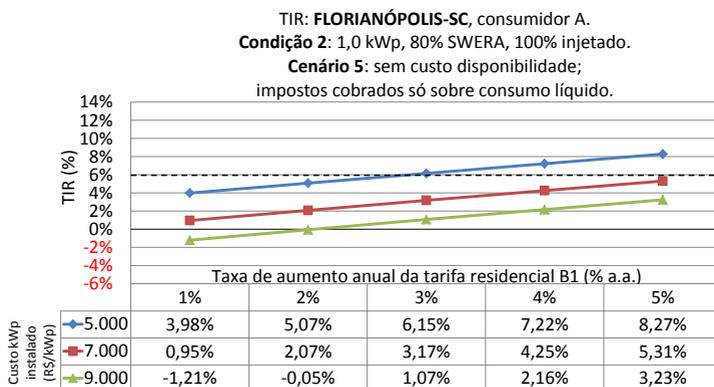


(c) Tempo retorno investimento

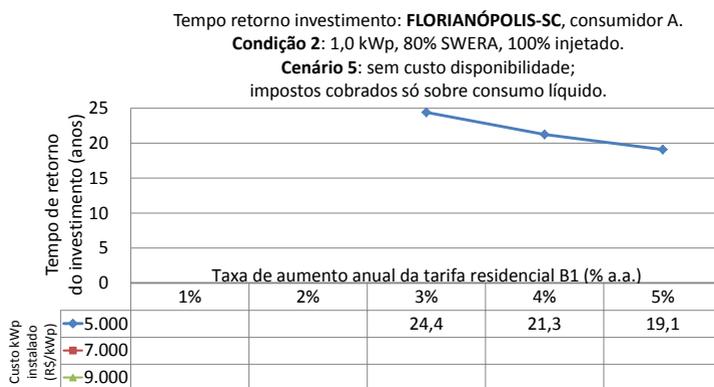
Figura C.10. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 4.



(a) VPL



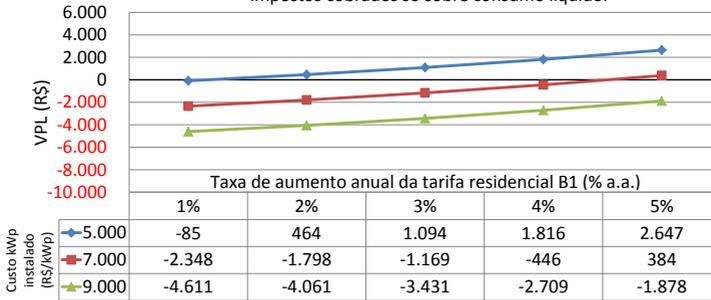
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

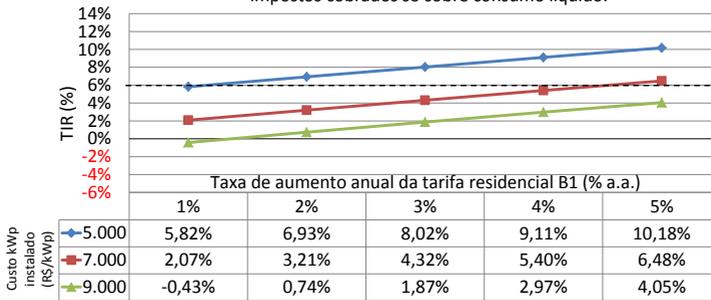
Figura C.11. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 5.

VPL: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



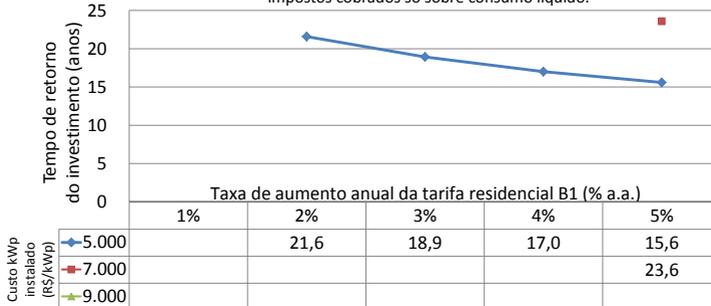
(a) VPL

TIR: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



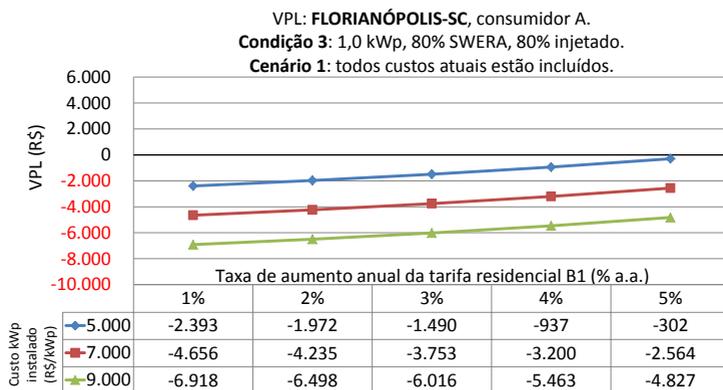
(b) TIR

Tempo retorno investimento: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.

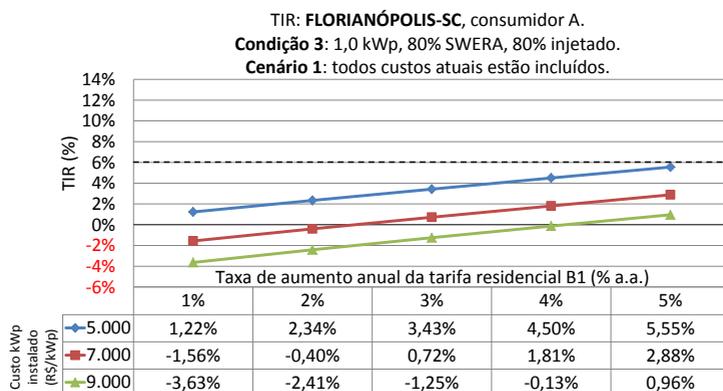


(c) Tempo retorno investimento

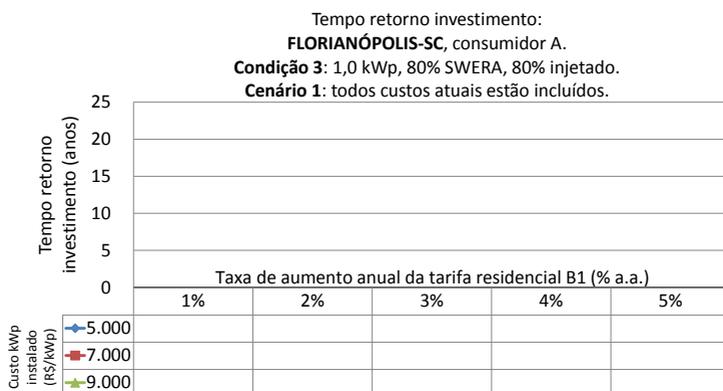
Figura C.12. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 2, cenário 6.



(a) VPL

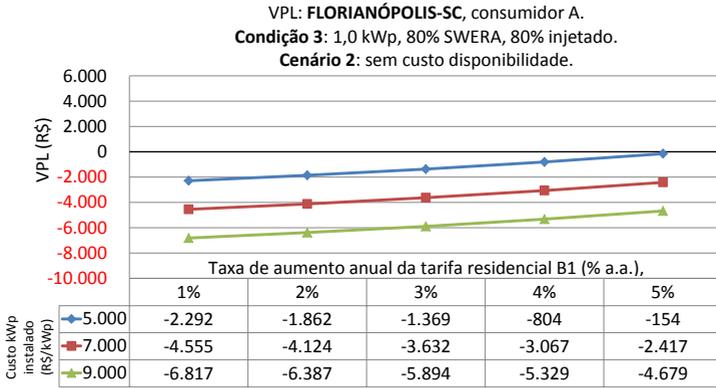


(b) TIR

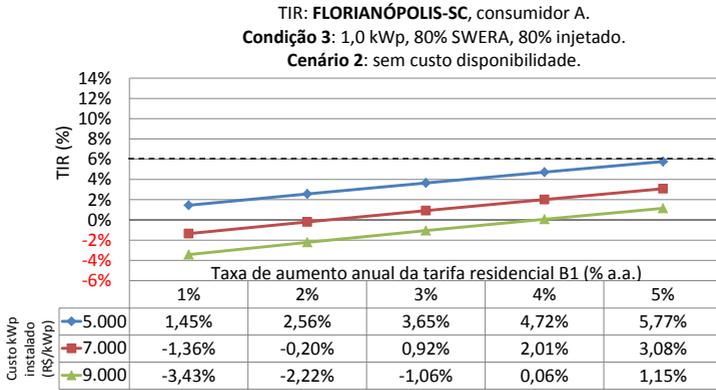


(c) Tempo retorno investimento

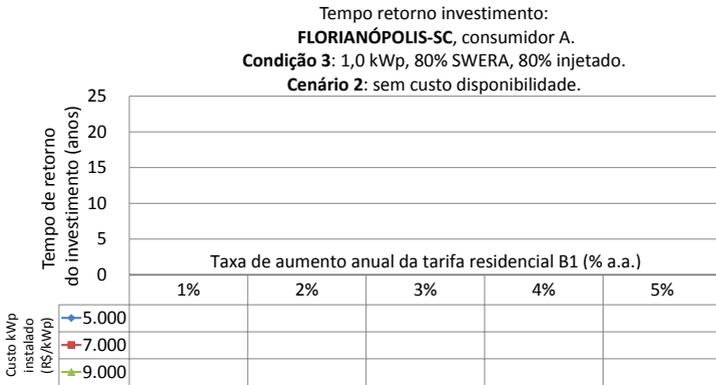
Figura C.13. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 1.



(a) VPL

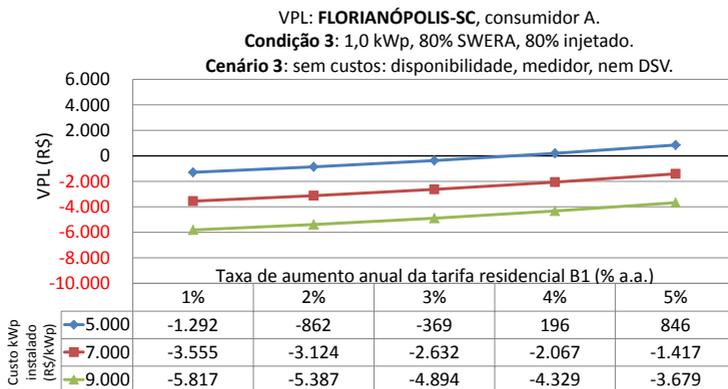


(b) TIR

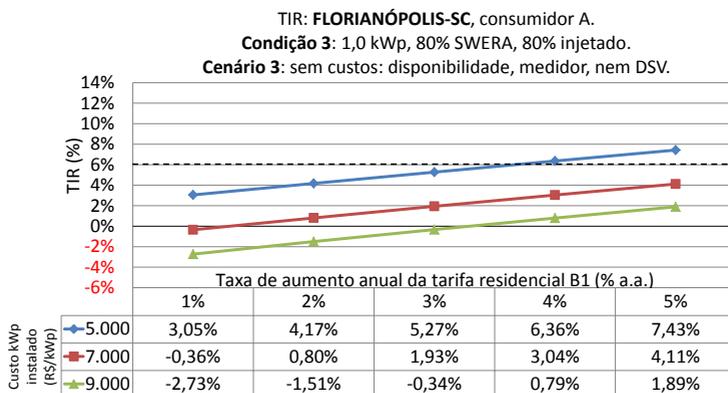


(c) Tempo retorno investimento

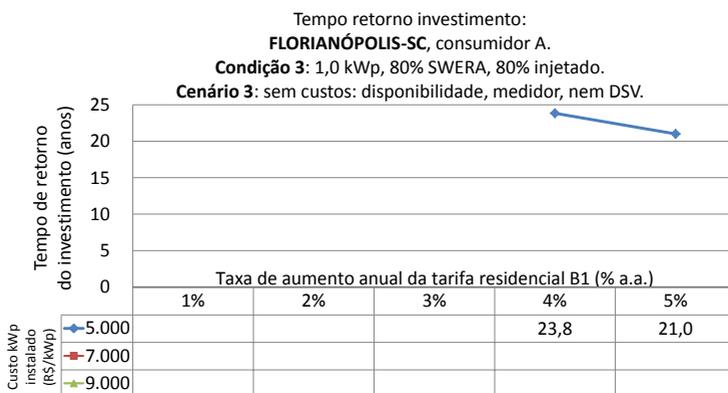
Figura C.14. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 2.



(a) VPL

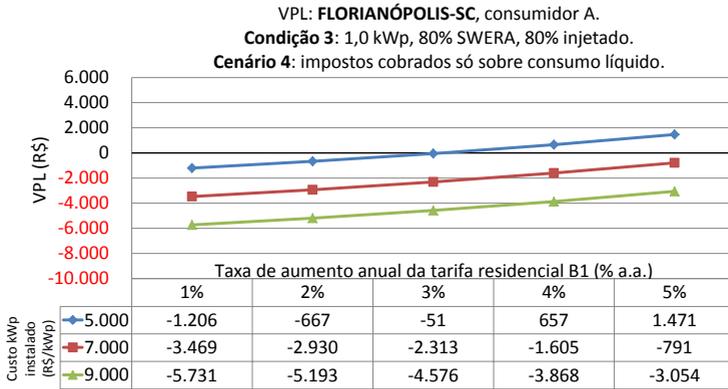


(b) TIR

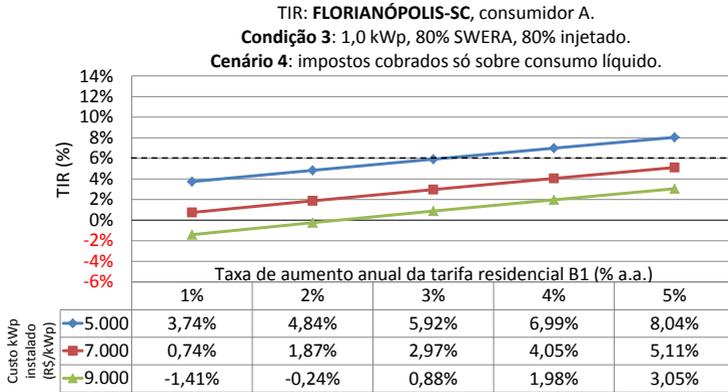


(c) Tempo retorno investimento

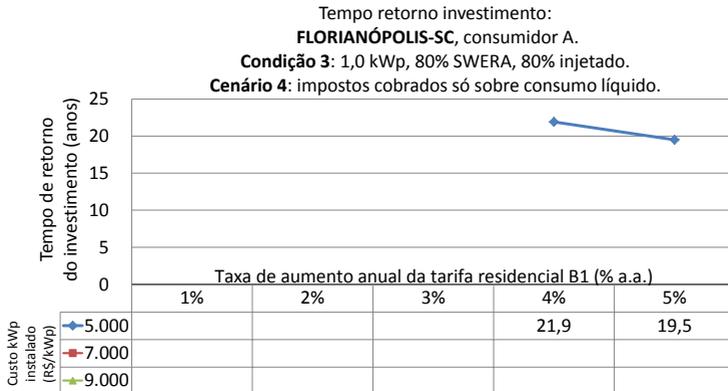
Figura C.15. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 3.



(a) VPL

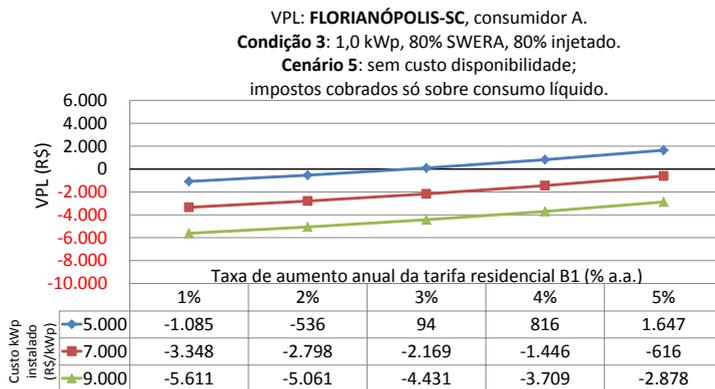


(b) TIR

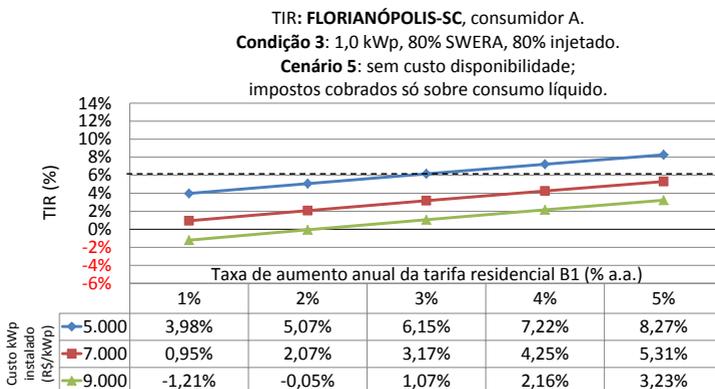


(c) Tempo retorno investimento

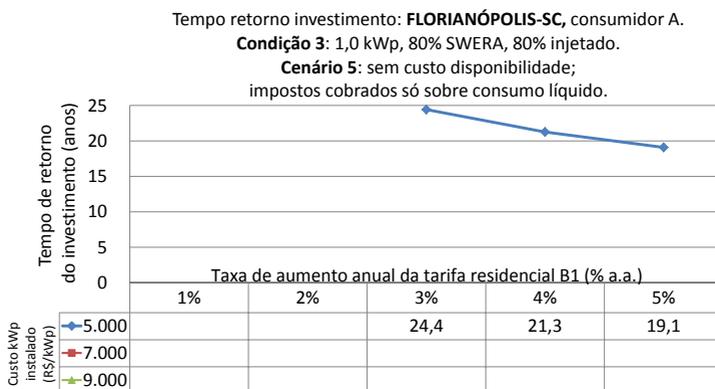
Figura C.16. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 4.



(a) VPL

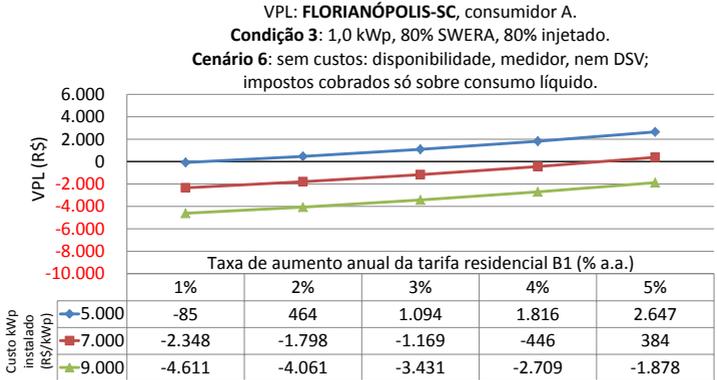


(b) TIR

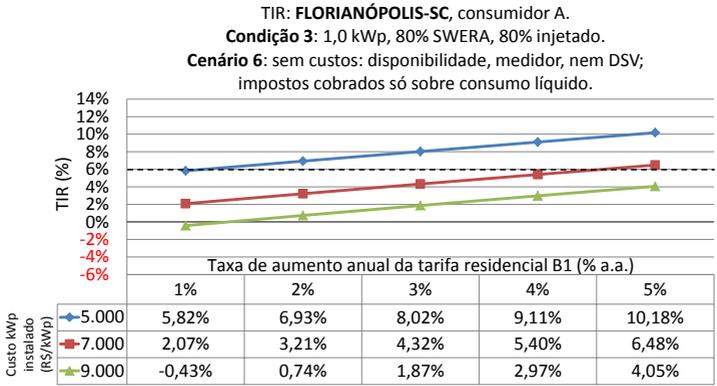


(c) Tempo retorno investimento

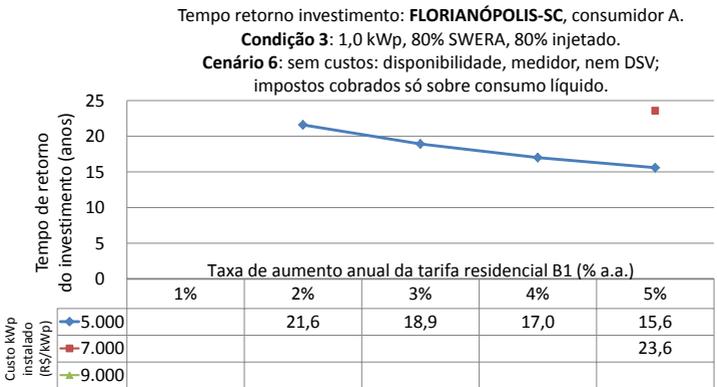
Figura C.17. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 5.



(a) VPL

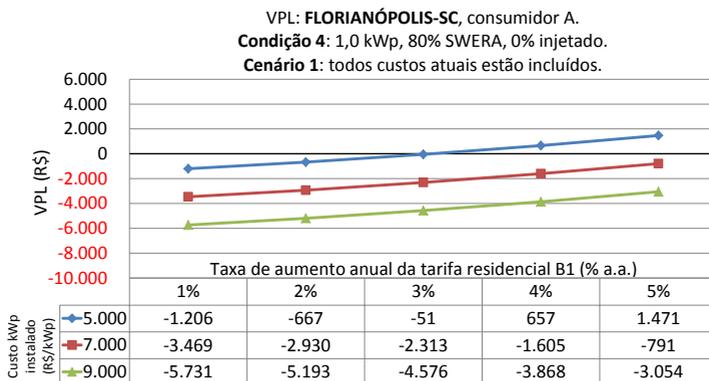


(b) TIR

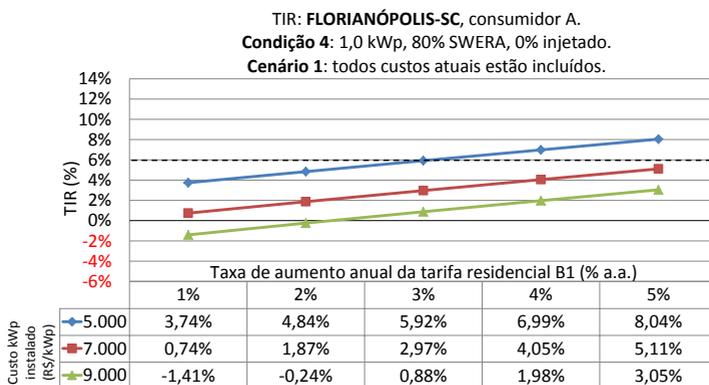


(c) Tempo retorno investimento

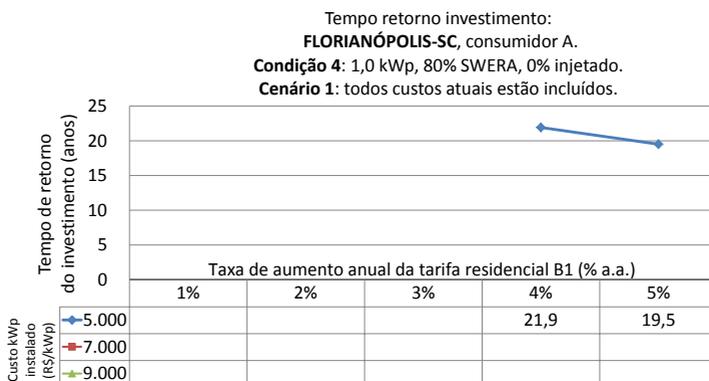
Figura C.18. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 3, cenário 6.



(a) VPL

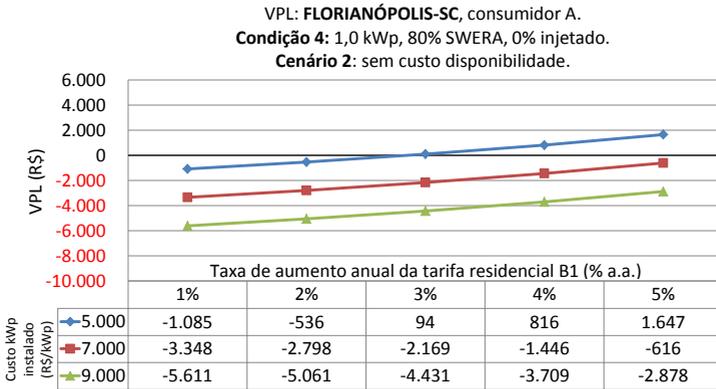


(b) TIR

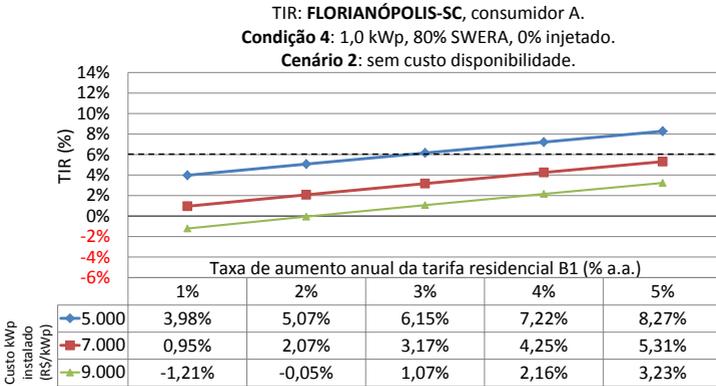


(c) Tempo retorno investimento

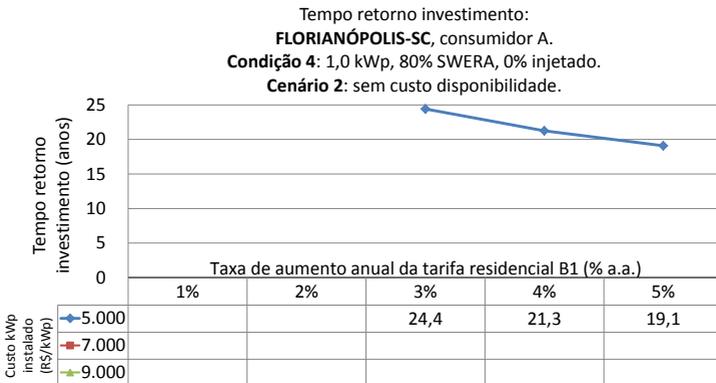
Figura C.19. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 1.



(a) VPL

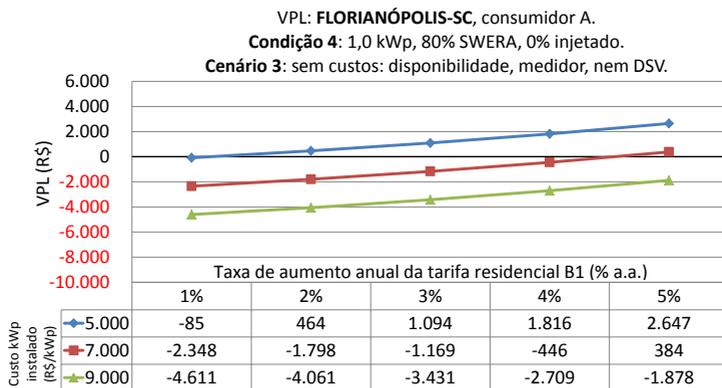


(b) TIR

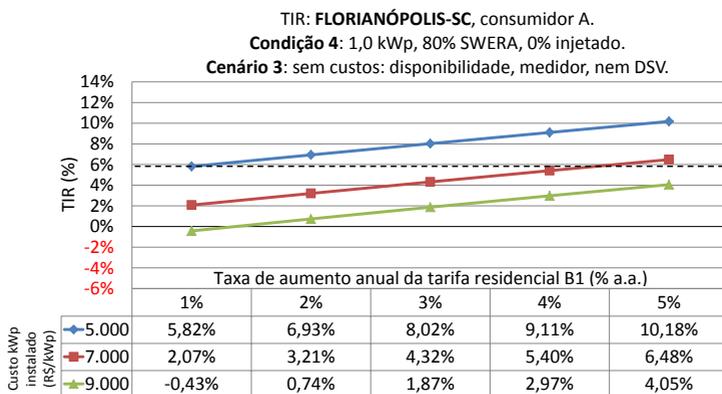


(c) Tempo retorno investimento

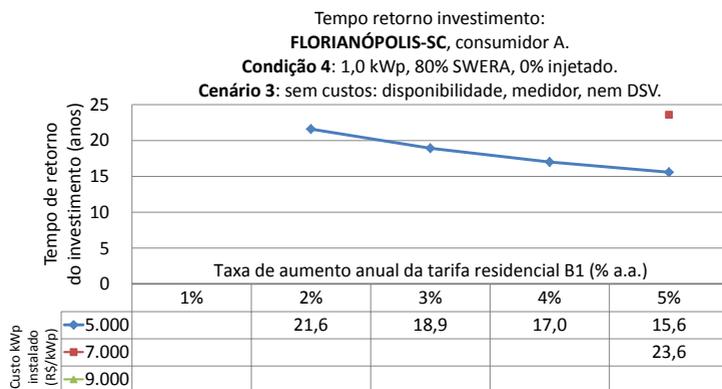
Figura C.20. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 2.



(a) VPL

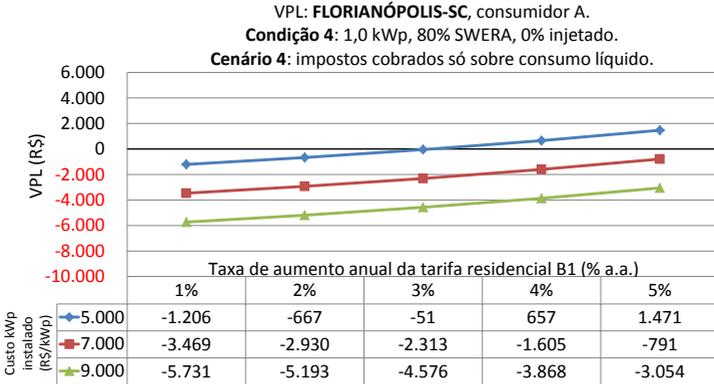


(b) TIR

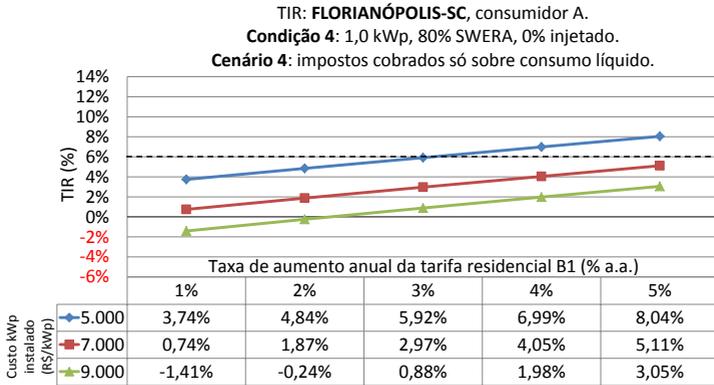


(c) Tempo retorno investimento

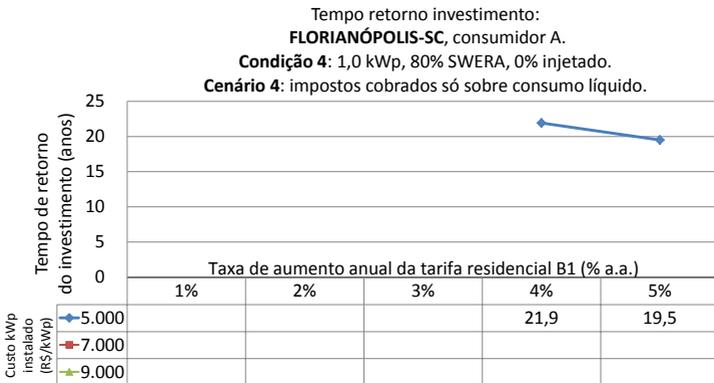
Figura C.21. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 3.



(a) VPL



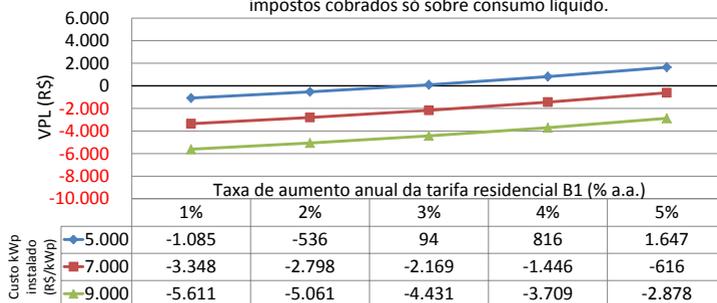
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

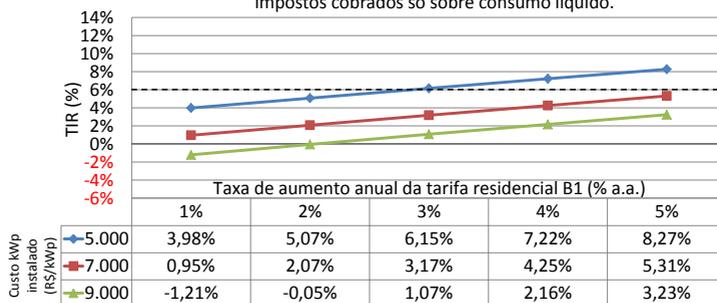
Figura C.22. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 4.

VPL: **FLORIANÓPOLIS-SC**, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



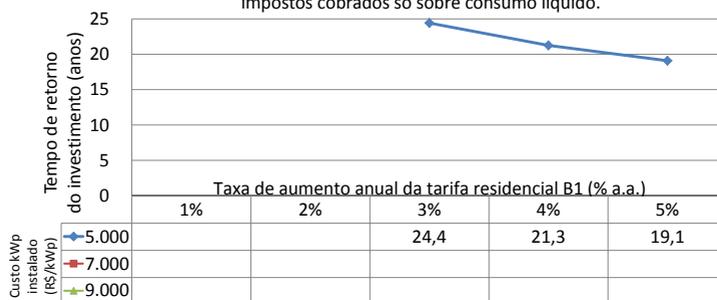
(a) VPL

TIR: **FLORIANÓPOLIS-SC**, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

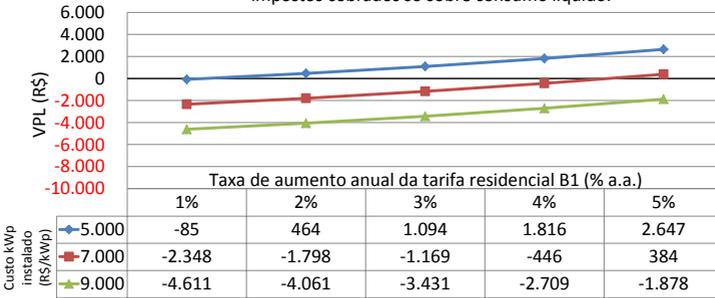
Tempo retorno investimento: **FLORIANÓPOLIS-SC**, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(c) Tempo retorno investimento

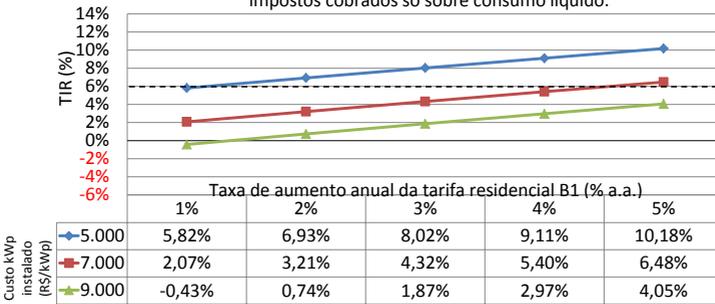
Figura C.23. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 5.

VPL: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



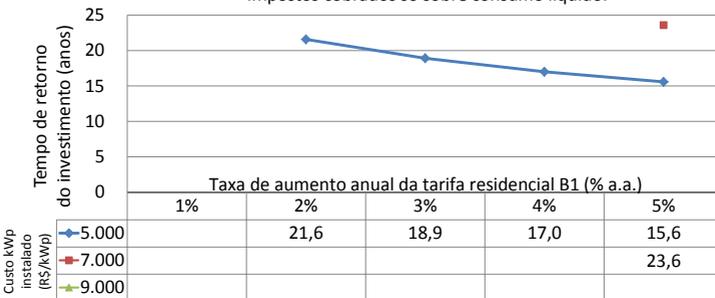
(a) VPL

TIR: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

Tempo retorno investimento: FLORIANÓPOLIS-SC, consumidor A.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.

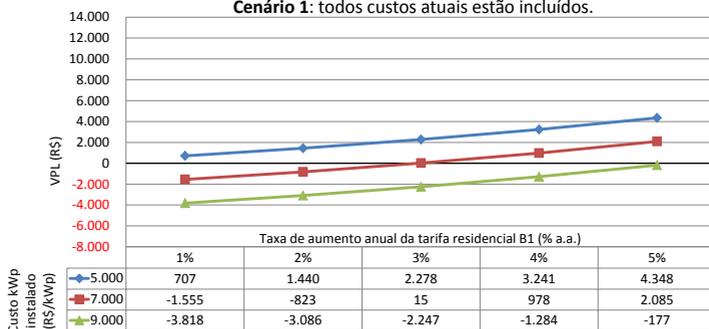


(c) Tempo retorno investimento

Figura C.24. Florianópolis, SC: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor A, na condição 4, cenário 6.

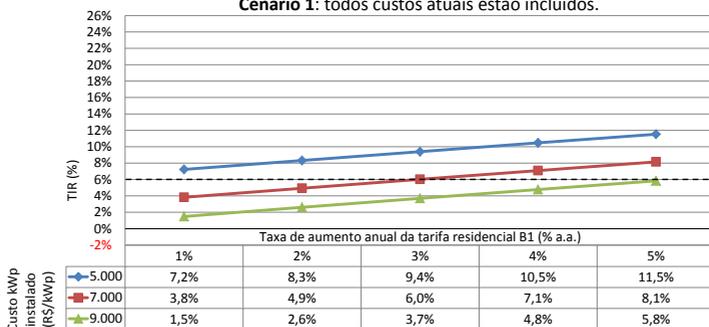
**Apêndice D – Belo Horizonte, MG:
VPL, TIR e tempo de retorno do investimento
para consumidor B (residencial, trifásico, tarifa B1)**

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.



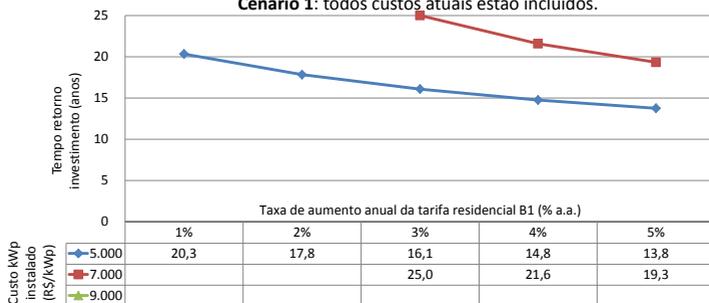
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.



(b) TIR

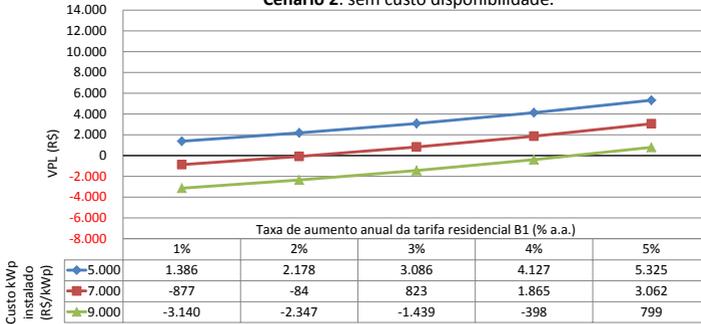
Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.



(c) Tempo retorno investimento

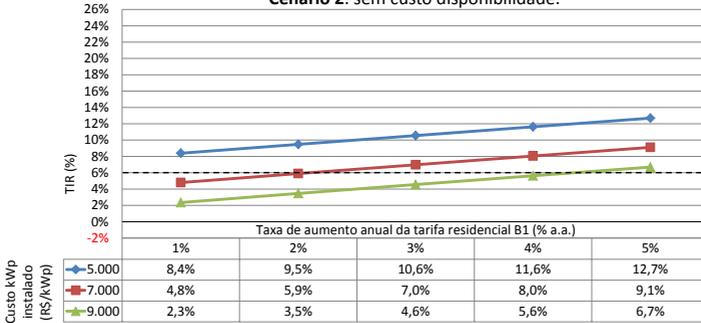
Figura D.1. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 1.

VPL: BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 2: sem custo disponibilidade.



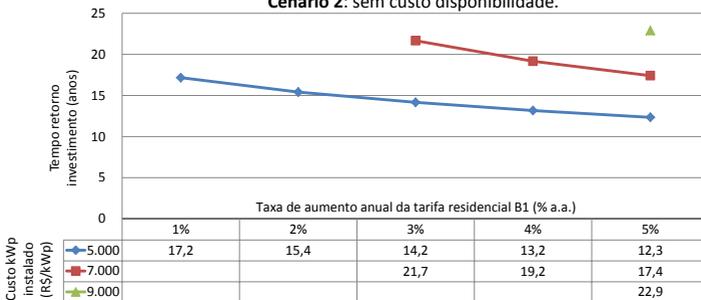
(a) VPL

TIR: BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 2: sem custo disponibilidade.



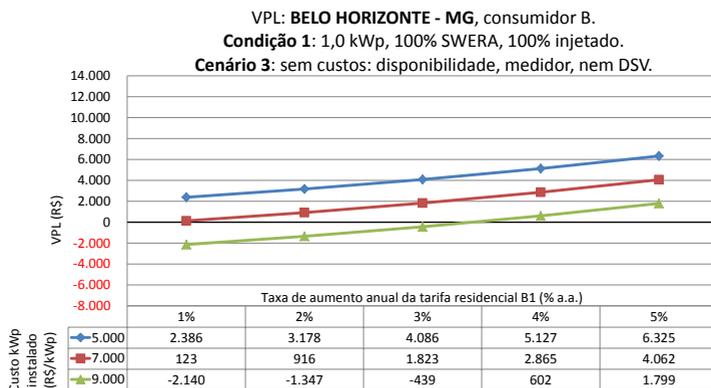
(b) TIR

Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 1: 1,0 kWp, 100% SWERA, 100% injetado.
Cenário 2: sem custo disponibilidade.

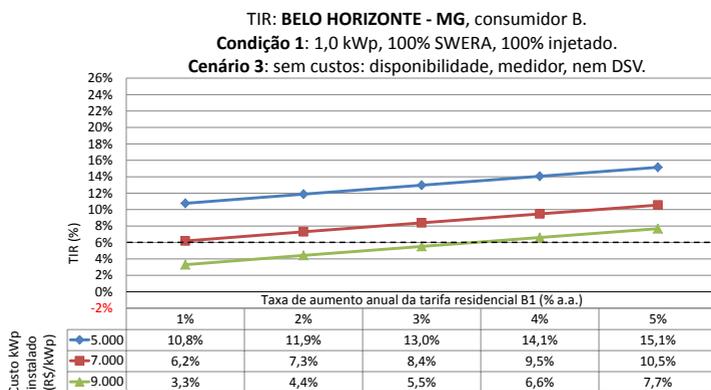


(c) Tempo retorno investimento

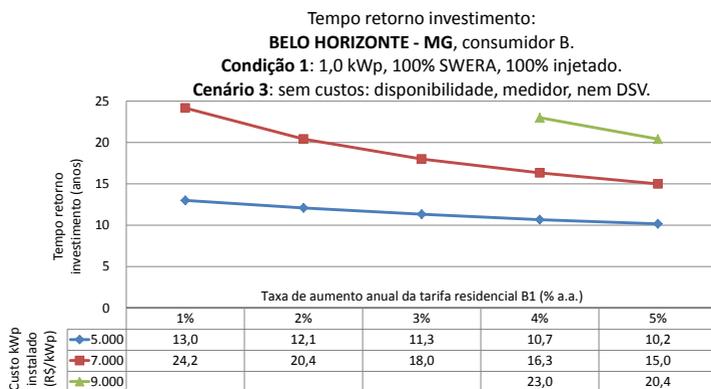
Figura D.2. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 2.



(a) VPL

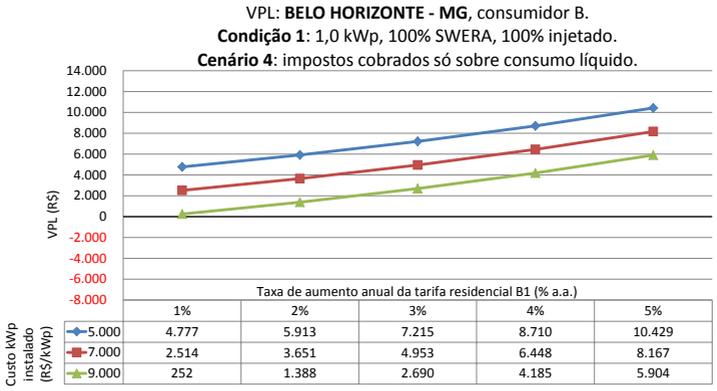


(b) TIR

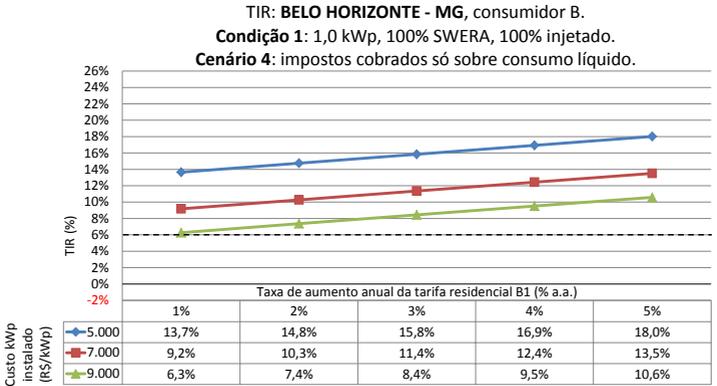


(c) Tempo retorno investimento

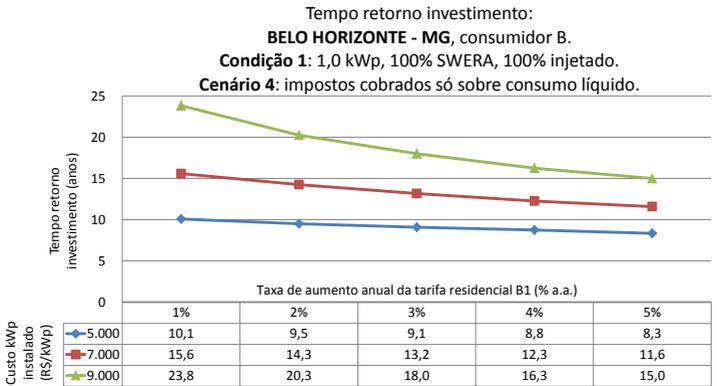
Figura D.3. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 3.



(a) VPL

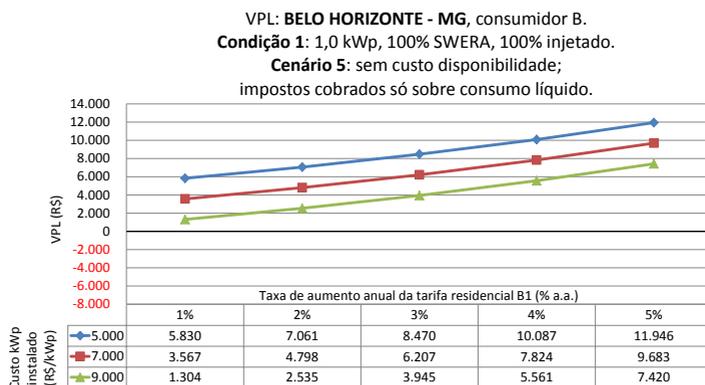


(b) TIR

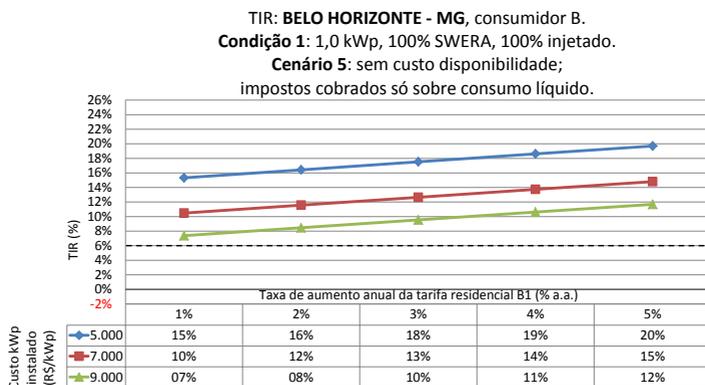


(c) Tempo retorno investimento

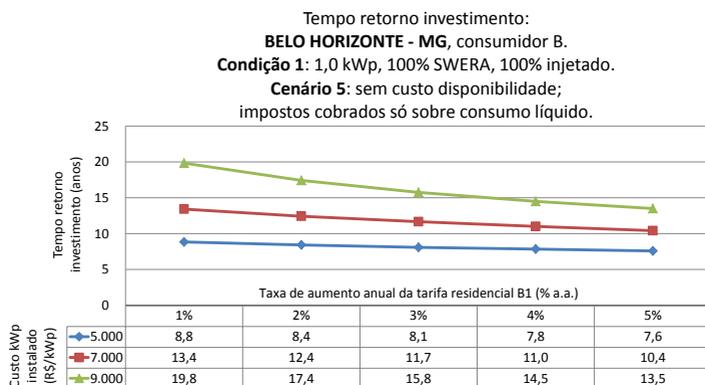
Figura D.4. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 4.



(a) VPL

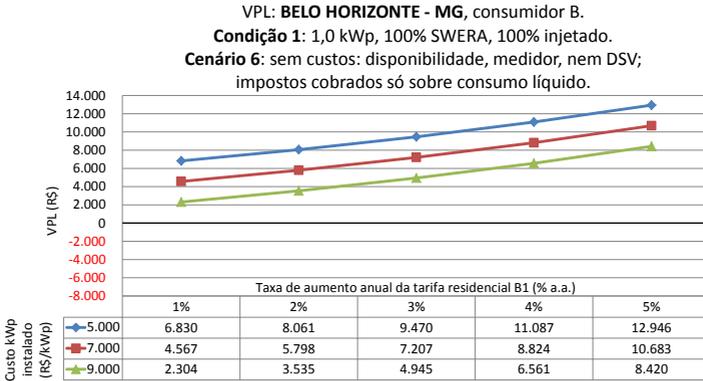


(b) TIR

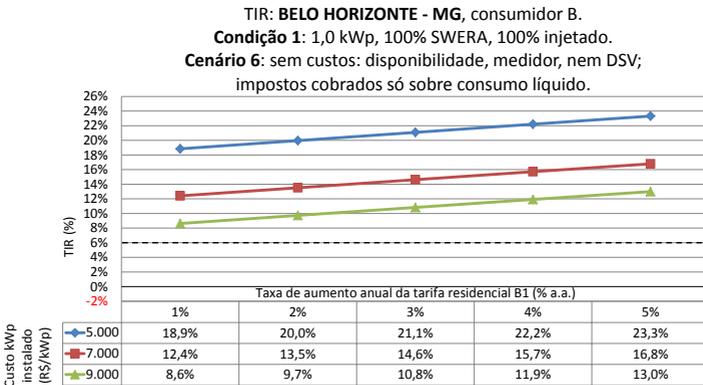


(c) Tempo retorno investimento

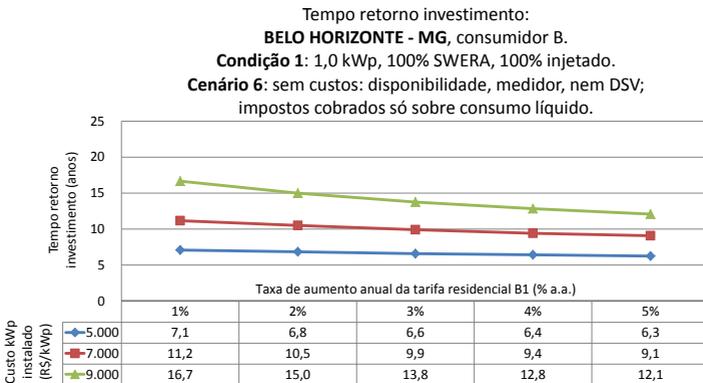
Figura D.5. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 5.



(a) VPL



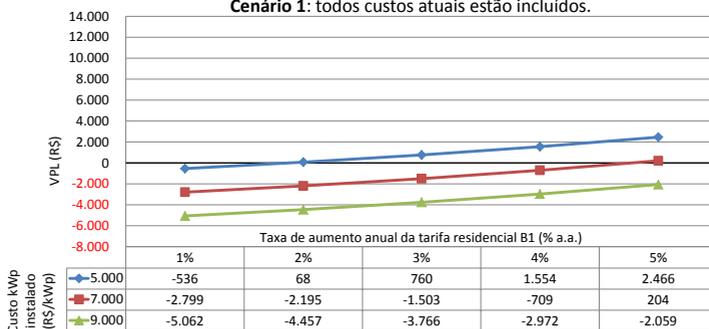
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

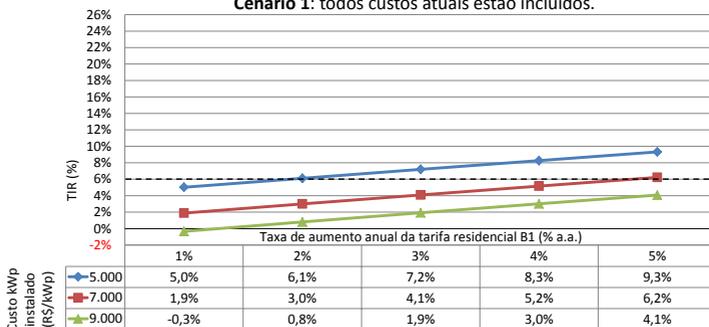
Figura D.6. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 1, cenário 6.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.



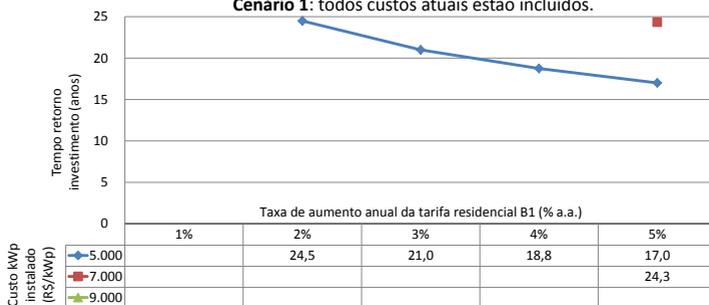
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.



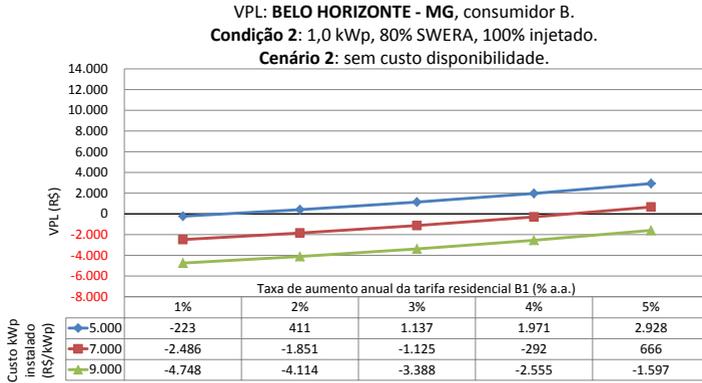
(b) TIR

Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 1: todos custos atuais estão incluídos.

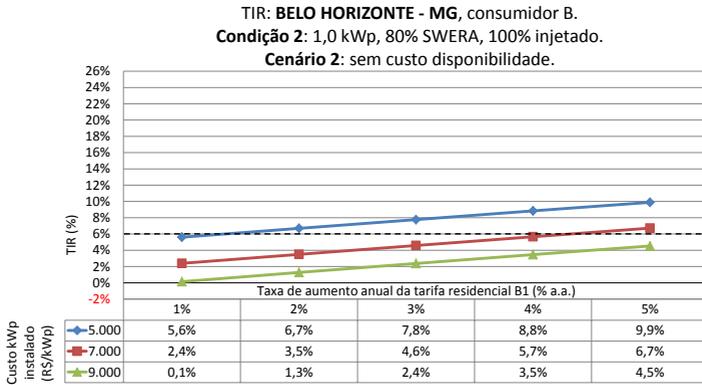


(c) Tempo retorno investimento

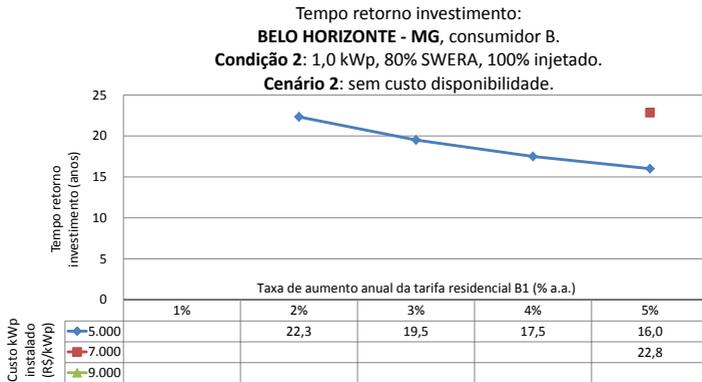
Figura D.7. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 1.



(a) VPL

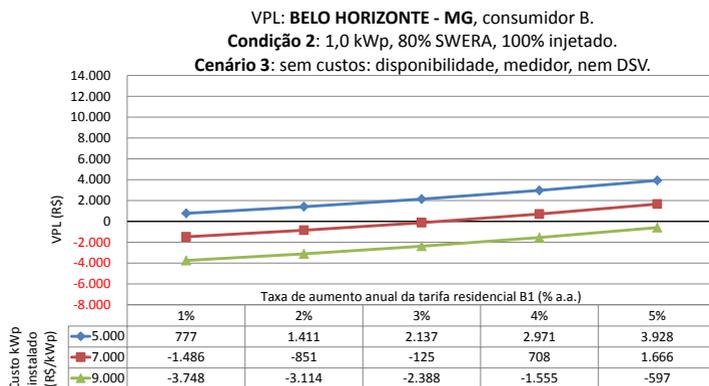


(b) TIR

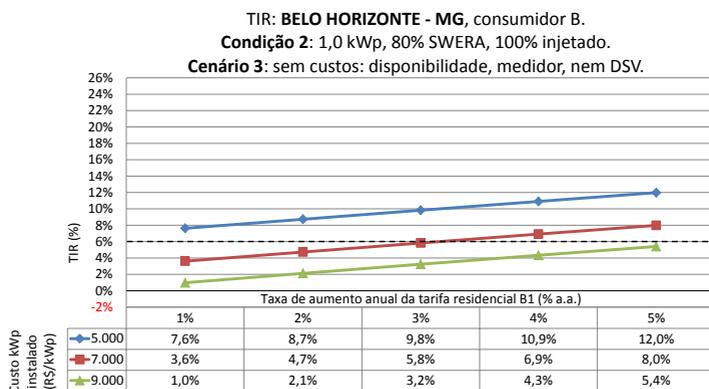


(c) Tempo retorno investimento

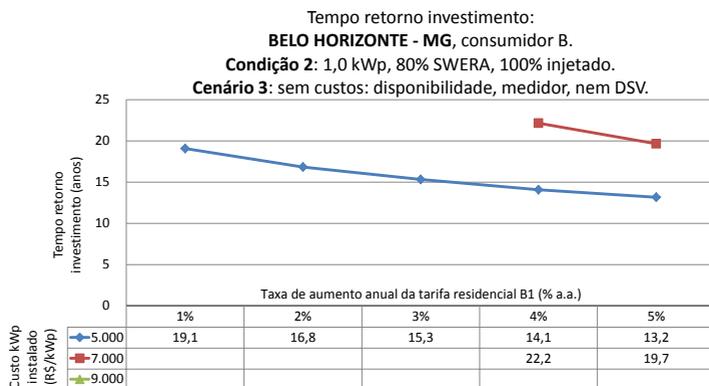
Figura D.8. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 2.



(a) VPL

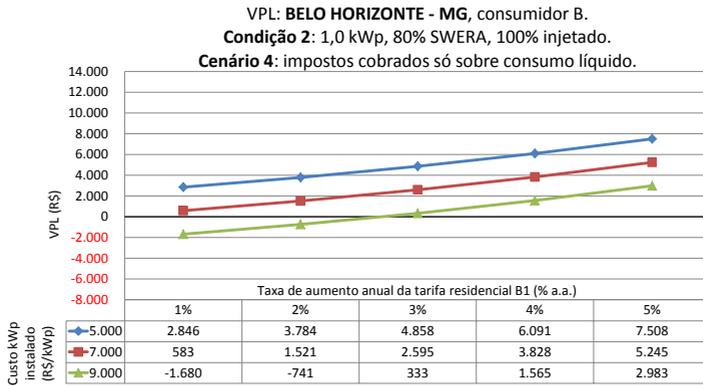


(b) TIR

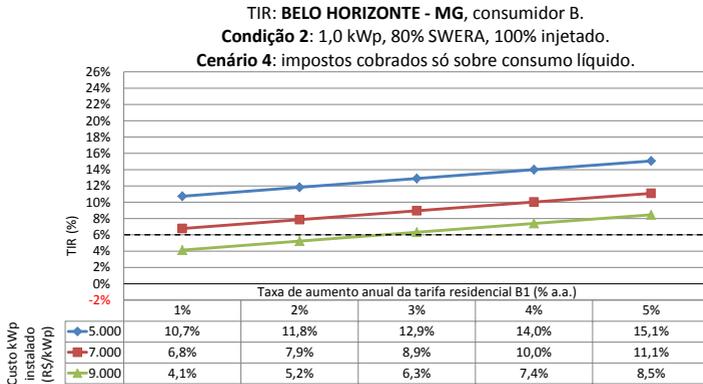


(c) Tempo retorno investimento

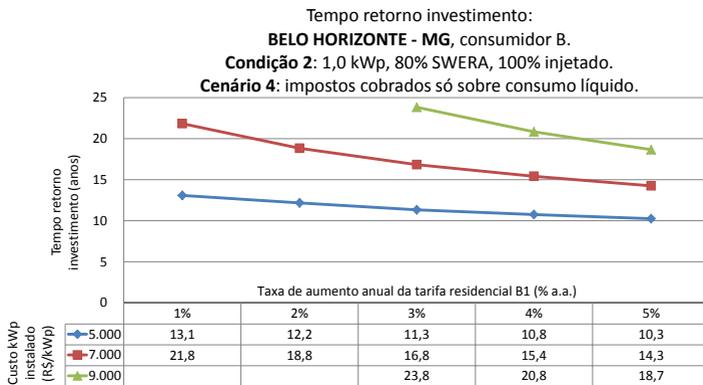
Figura D.9. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 3.



(a) VPL



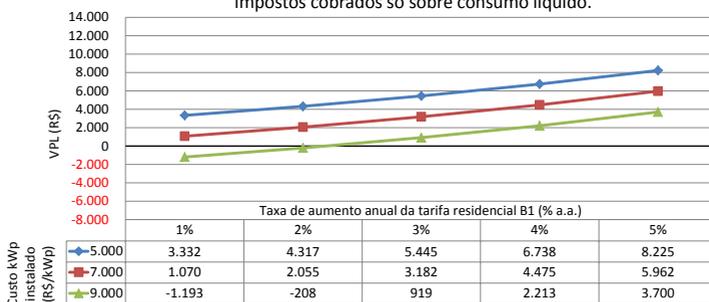
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

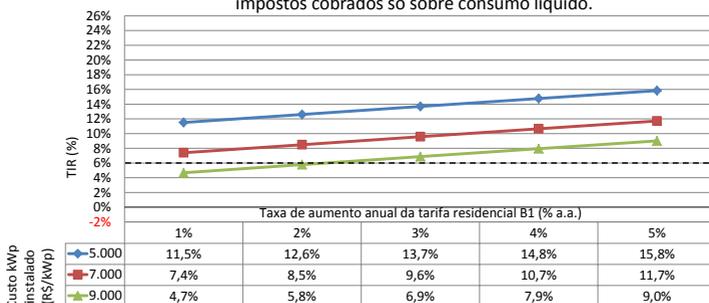
Figura D.10. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 4.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



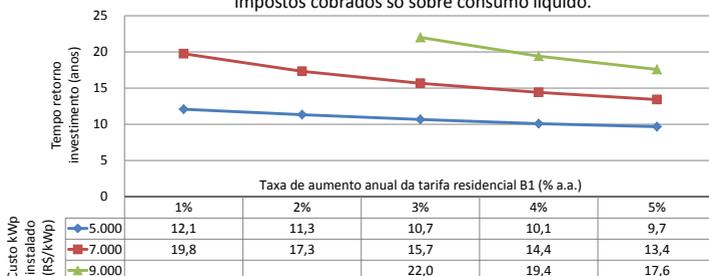
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

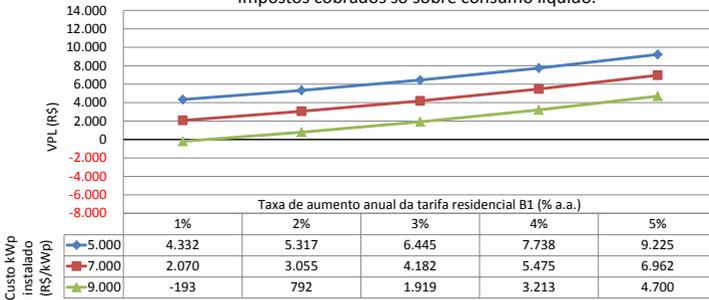
Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(c) Tempo retorno investimento

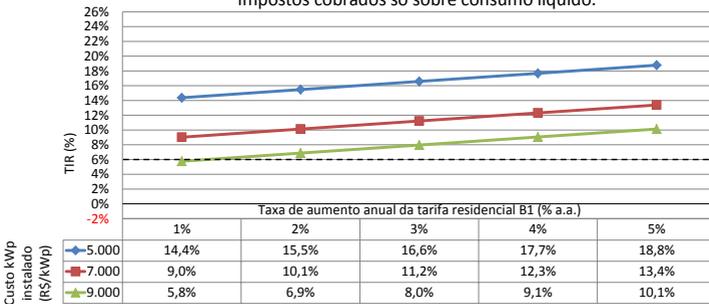
Figura D.11. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 5.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



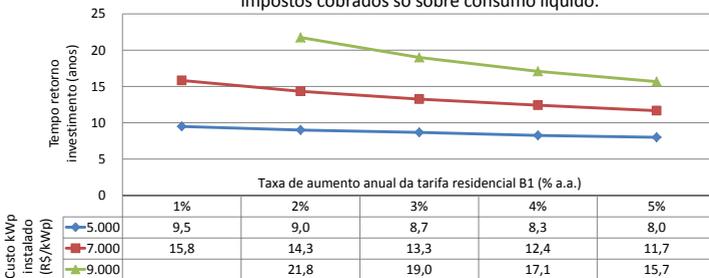
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



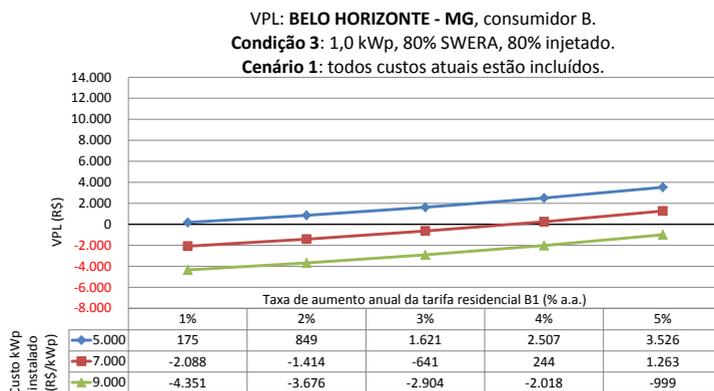
(b) TIR

Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 2: 1,0 kWp, 80% SWERA, 100% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.

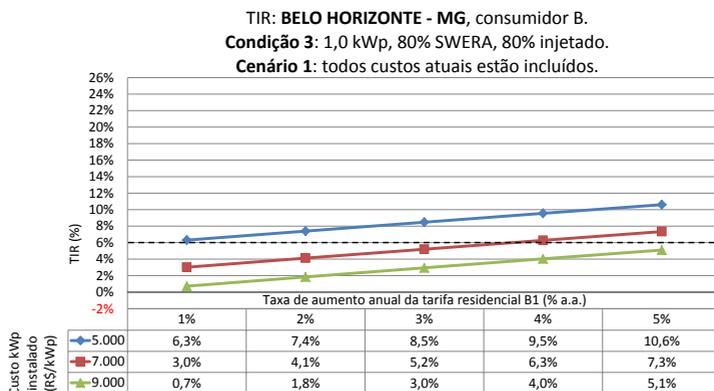


(c) Tempo retorno investimento

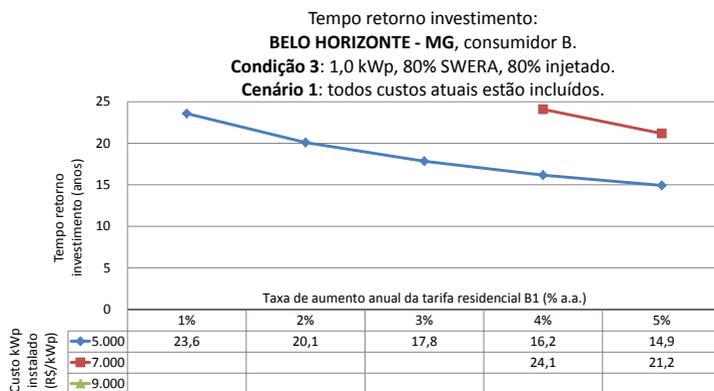
Figura D.12. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 2, cenário 6.



(a) VPL



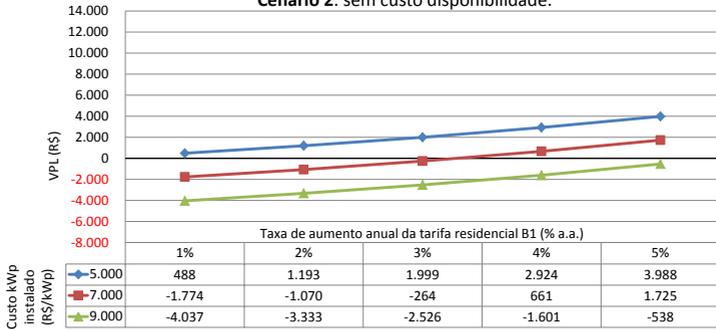
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

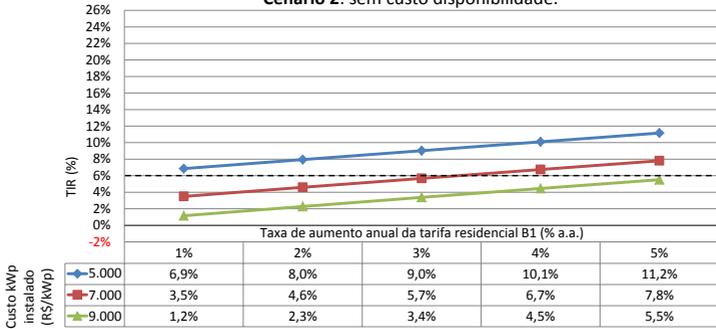
Figura D.13. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 1.

VPL: BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
 Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
 Cenário 2: sem custo disponibilidade.



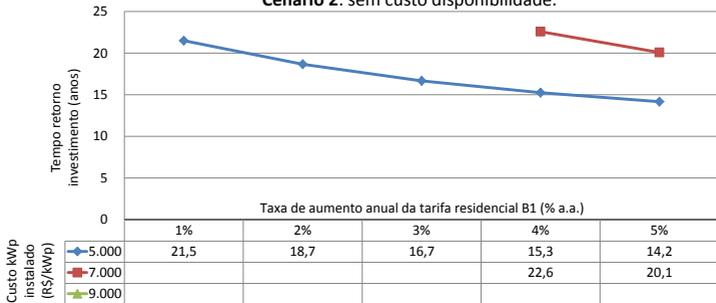
(a) VPL

TIR: BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
 Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
 Cenário 2: sem custo disponibilidade.



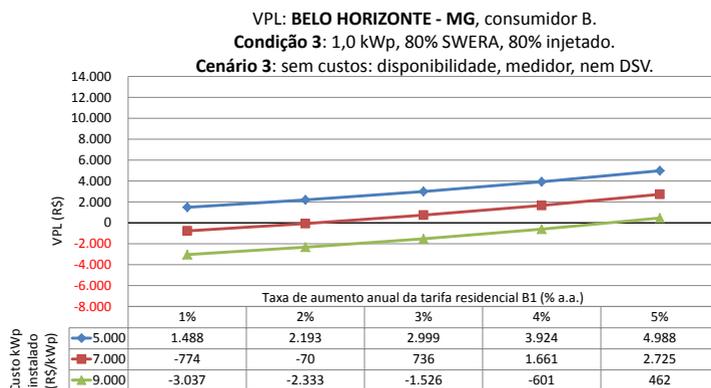
(b) TIR

Tempo retorno investimento:
 BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
 Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
 Cenário 2: sem custo disponibilidade.

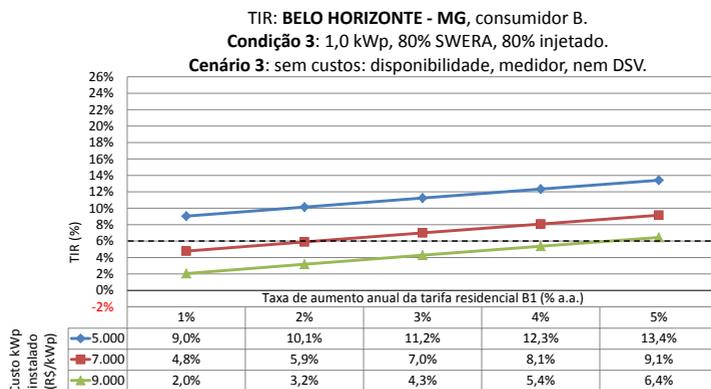


(c) Tempo retorno investimento

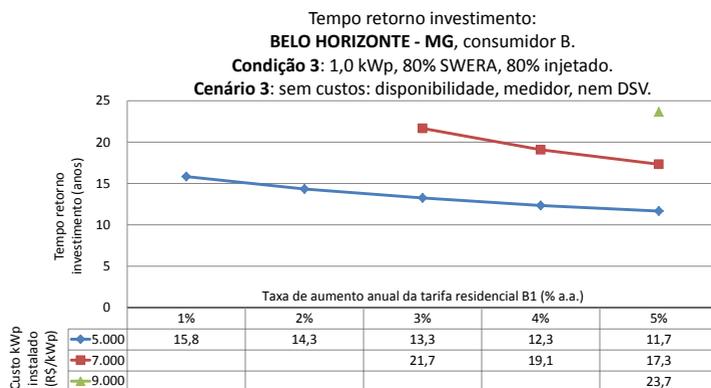
Figura D.14. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 2.



(a) VPL

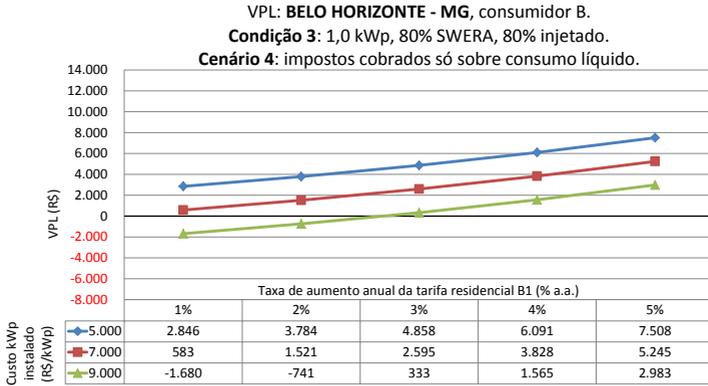


(b) TIR

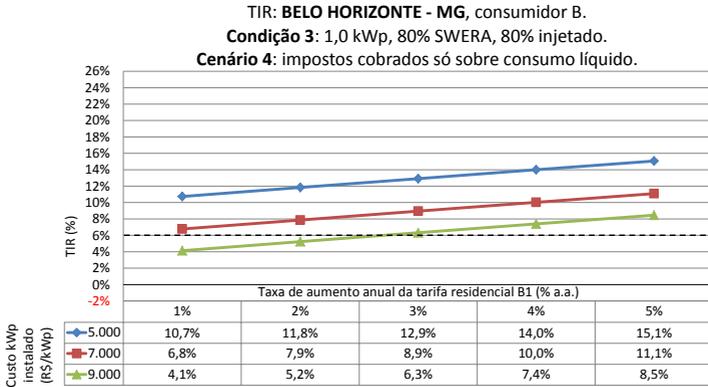


(c) Tempo retorno investimento

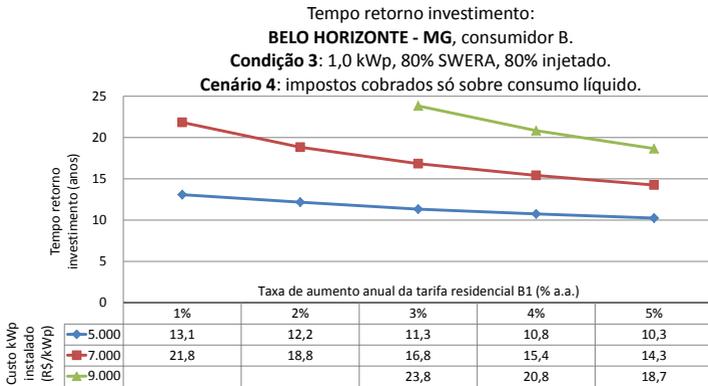
Figura D.15. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 3.



(a) VPL



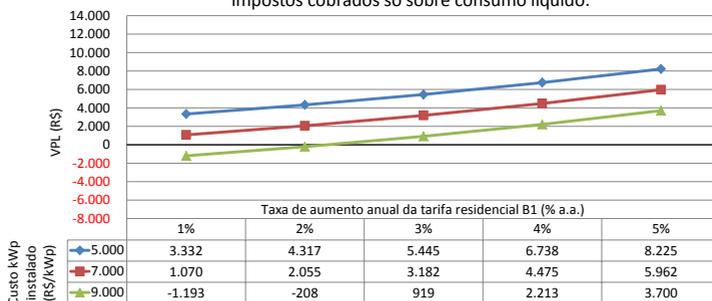
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

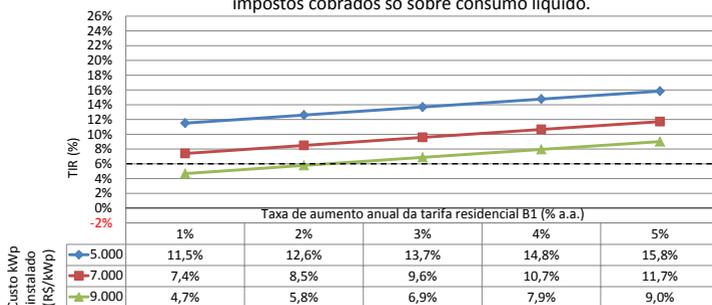
Figura D.16. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 4.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



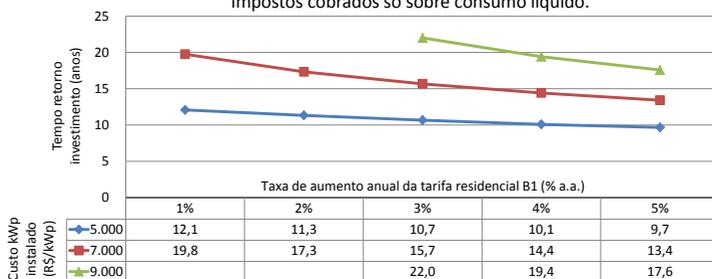
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

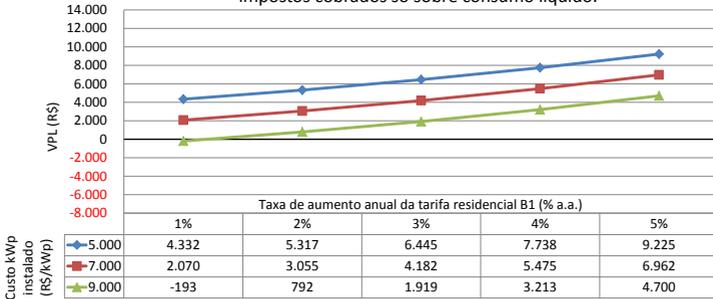
Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(c) Tempo retorno investimento

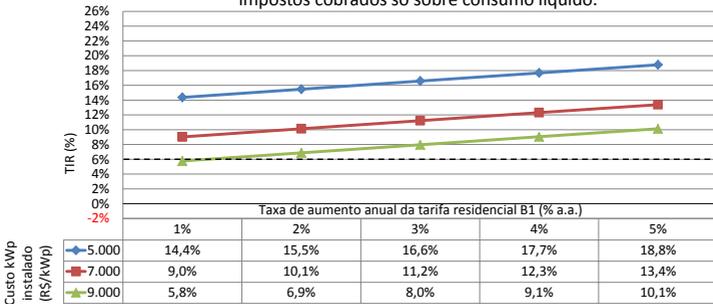
Figura D.17. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 5.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



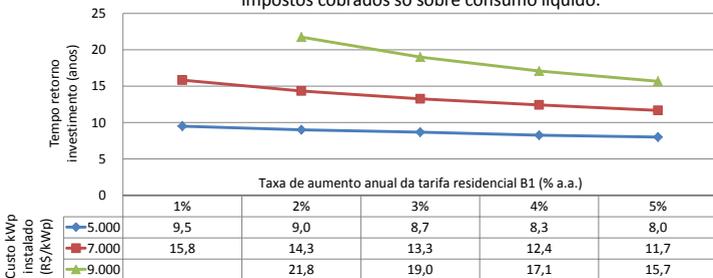
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



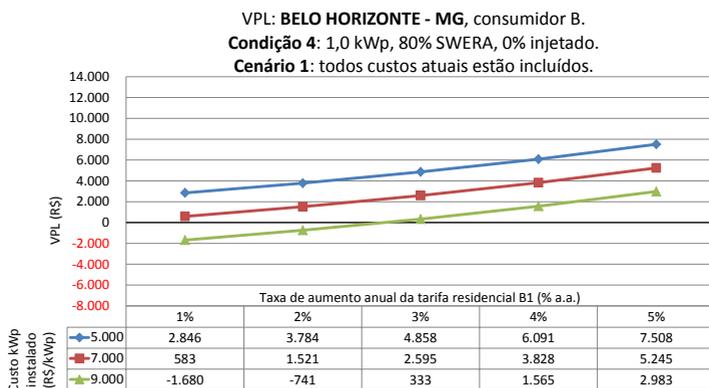
(b) TIR

Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 3: 1,0 kWp, 80% SWERA, 80% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.

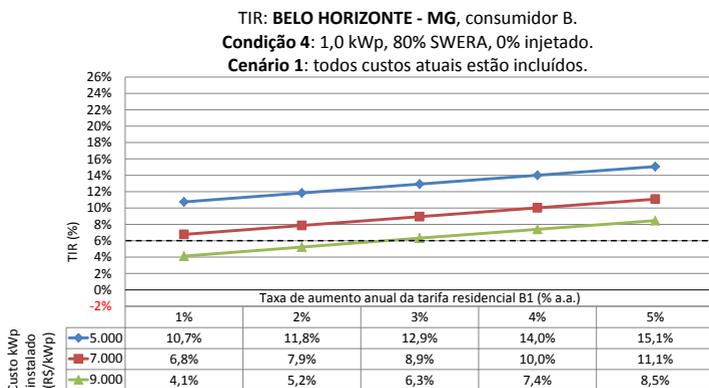


(c) Tempo retorno investimento

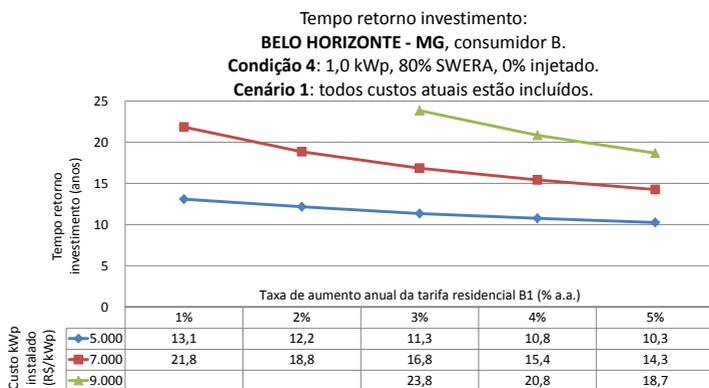
Figura D.18. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 3, cenário 6.



(a) VPL

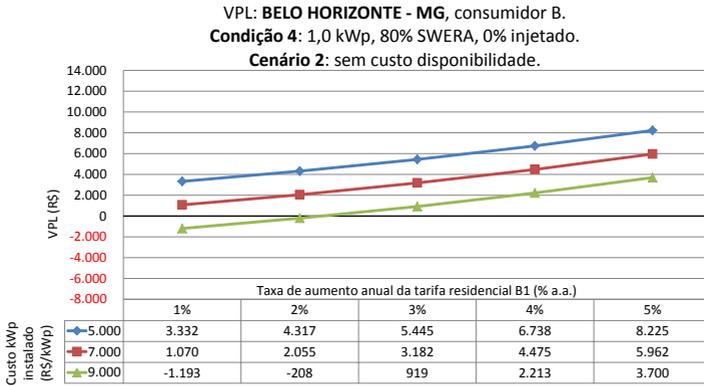


(b) TIR

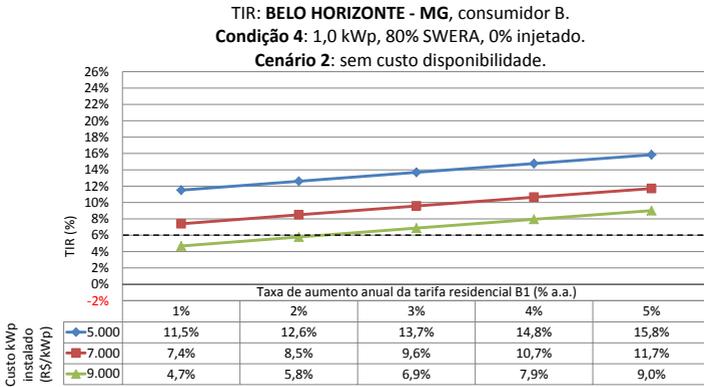


(c) Tempo retorno investimento

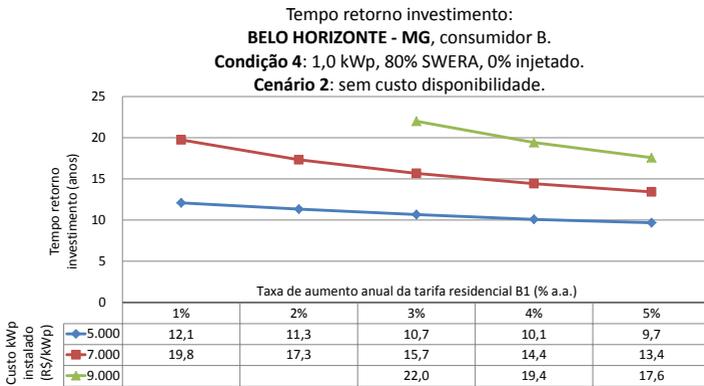
Figura D.19. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 1.



(a) VPL

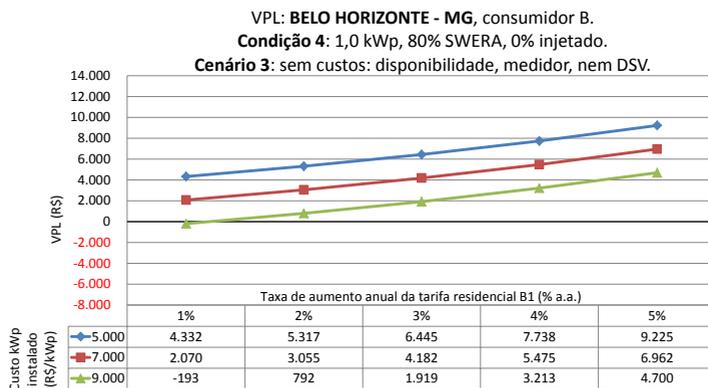


(b) TIR

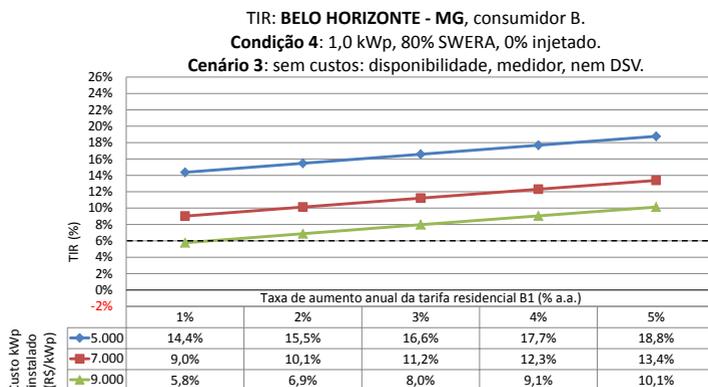


(c) Tempo retorno investimento

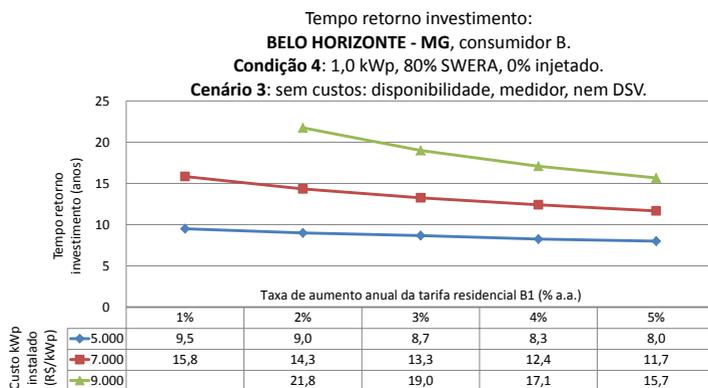
Figura D.20. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 2.



(a) VPL

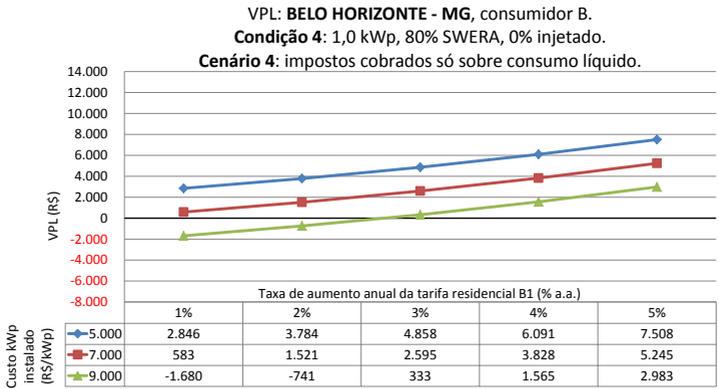


(b) TIR

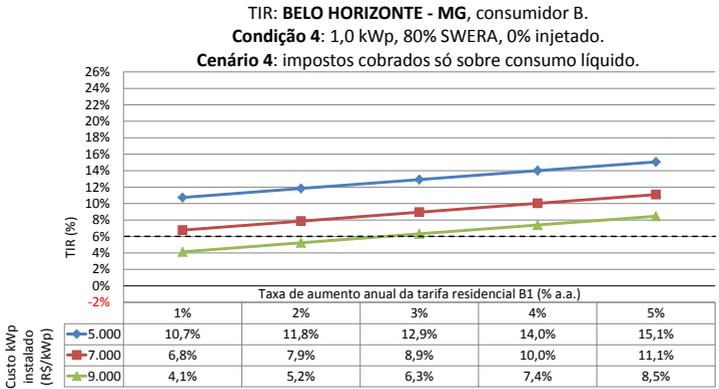


(c) Tempo retorno investimento

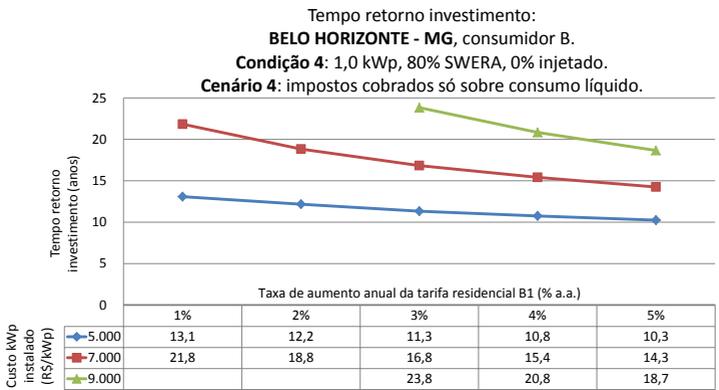
Figura D.21. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 3.



(a) VPL



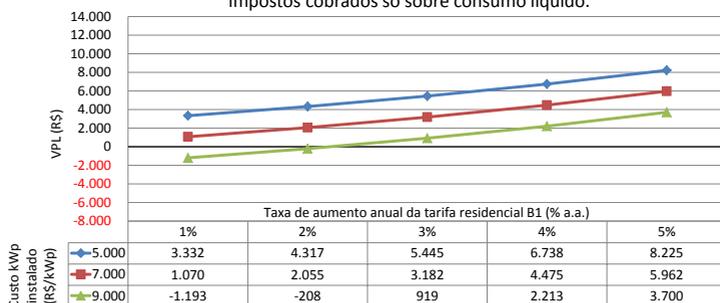
(b) TIR



(c) Tempo retorno investimento

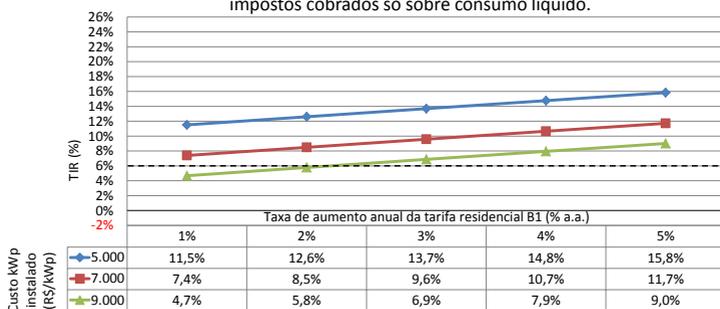
Figura D.22. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 4.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



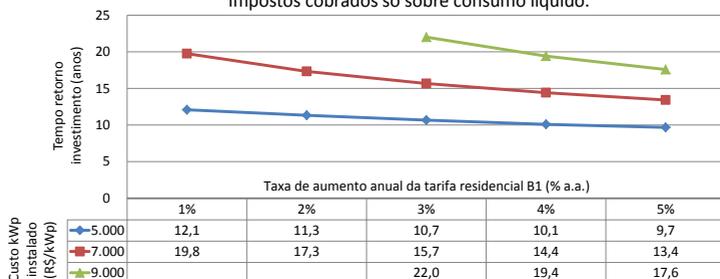
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

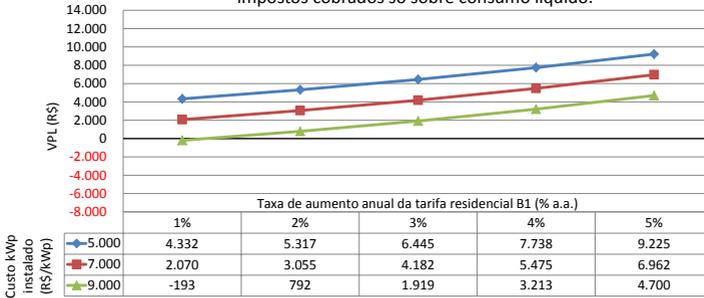
Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 5: sem custo disponibilidade;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(c) Tempo retorno investimento

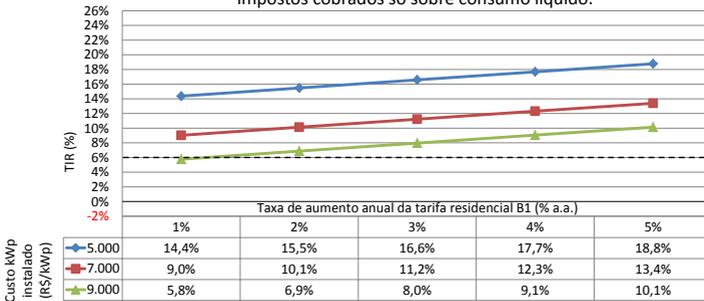
Figura D.23. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 5.

VPL: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



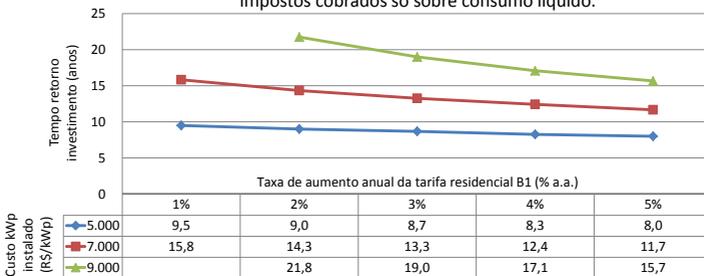
(a) VPL

TIR: **BELO HORIZONTE - MG**, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(b) TIR

Tempo retorno investimento:
BELO HORIZONTE - MG, consumidor B.
Condição 4: 1,0 kWp, 80% SWERA, 0% injetado.
Cenário 6: sem custos: disponibilidade, medidor, nem DSV;
 impostos cobrados só sobre consumo líquido.



(c) Tempo retorno investimento

Figura D.24. Belo Horizonte, MG: VPL, TIR e tempo retorno investimento para consumidor B, na condição 4, cenário 6.

ANEXOS

**Anexo A – Vinte e sete capitais:
Faturas de energia elétrica
de consumidores residenciais tarifa B1
(mês de referência: dez/2012)**

Faturas reais de energia elétrica de consumidores residenciais tarifa B1:

1. Uma fatura para cada capital brasileira.
2. Mês de referência: dezembro/2012, para todas as faturas.
3. Foram colocadas tarjas pretas sobre as informações pessoais dos consumidores.

Disponível para *download* em:

<http://www.dropbox.com/s/b4ktoyf19oa2cwc/faturas%2012-2012%20com%20tarjas.zip>