



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E ESCOLA DE ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL**

RICARDO NUÑEZ ANDRADE

**ENTRAVES E ALTERNATIVAS PARA A VIABILIZAÇÃO ECONÔMICA
DE PROJETOS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Porto Alegre, RS, Brasil
Dezembro, 2015

RICARDO NUÑEZ ANDRADE

**ENTRAVES E ALTERNATIVAS PARA A VIABILIZAÇÃO ECONÔMICA DE
PROJETOS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO
APRESENTADO AO CURSO DE
ENGENHARIA AMBIENTAL DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
GRANDE DO SUL COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Orientador: Alvaro Meneguzzi
Co-orientador: Fernando Mainardi Fan

Porto Alegre, RS, Brasil
Dezembro 2015

RICARDO NUÑEZ ANDRADE

ENTRAVES E ALTERNATIVAS PARA A VIABILIZAÇÃO ECONÔMICA DE
PROJETOS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul defendido e aprovado em **09/12/2015** pela Comissão avaliadora constituída por:

Banca Examinadora:

.....
Prof. Dr. Fernando Mainardi Fan – Co-orientador

.....
Prof^a. MSc. Rosane Barbosa Lopes Cavalcante – Doutoranda no Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH/UFRGS)

.....
MSc. Gebhard Magnus Philippus Knecht – EPI Energia Projetos e Investimentos LTDA

Conceito:.....

“O segredo da criatividade é saber como esconder as fontes.”

Albert Einstein

“Três coisas o homem precisa: fé, prática e sorte.”

Charles Bukowski, em *Hollywood*

“O imprevisto é uma espécie de deus avulso, ao qual é preciso dar algumas ações de graças; pode ter voto decisivo na assembleia dos acontecimentos.”

Machado de Assis, em *Esaú e Jacó*

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos vão a todos aqueles à minha volta que me incentivaram e continuam incentivando na direção de uma constante evolução. Estar cercado dessas pessoas é o que considero sucesso e felicidade.

Aos meus pais, Eduardo Alberto Machado Andrade e Graciela Liliana Nuñez, pela dedicação extraordinária durante toda minha criação, pelos valores que me foram passados, por toda a estrutura que me proporcionaram, e por me incentivarem a buscar autonomia e meu próprio entendimento do mundo, ainda que por vezes isso significasse ideias diferentes das deles próprios.

Aos demais familiares (incluindo aqui a família Fasolo Schmidt), principalmente por estarem sempre presentes, tanto em momentos bons como em momentos difíceis.

Aos meus amigos, em especial aos meus grandes amigos, minha segunda família – alguns deles, alunos desta Engenharia Ambiental – pois nada é fruto apenas de um esforço individual isolado. Difícil citar todos os nomes aqui, porém, estou certo de que eles sabem quem são. Sem a amizade e o apoio deles, eu provavelmente haveria desistido do curso e de outras iniciativas no meio do caminho. Sem eles, muitos momentos de felicidade não existiriam ou perderiam sua graça sem ter com quem compartilhá-los. Também aqui, um agradecimento à Laura e à sua família por terem sido importantes em determinado momento da minha vida.

Aos professores desta Universidade, em especial ao Alvaro Meneguzzi, cuja influência na minha formação profissional e pessoal vai muito além da orientação deste trabalho, ao João Felipe Costa, pela primeira oportunidade que me foi concedida relacionada à Engenharia Ambiental, e também por palavras de incentivo quando precisei, e à Tatiana Silva, pelo apoio, confiança e parceria durante a graduação.

Ao Grupo EAB New Energy GmbH e à EPI Energia Projetos e Investimentos LTDA – em especial à Annelise Dessoy e ao Klaus-Dieter Lietzmann, pela oportunidade concedida e pela confiança depositada em mim ao longo do tempo.

Também a todos os meus colegas de trabalho nos lugares por onde passei, principalmente na EPI Energia, pela convivência extraordinária que tivemos durante quatro anos, em especial ao Magnus Knecht, aos ex-funcionários Fernando Altmann e Juliano Barboza, e aos estagiários Lorenço Boettcher e Vitória Lopes, pois estes

foram os que mais contribuíram, de diversas maneiras, para minha formação profissional e construção de autoestima no ambiente corporativo.

À vida, à sorte e a Deus ou alguma energia superior que creio existir, pois essas têm sido muito generosas comigo desde o momento em que nasci.

RESUMO

ANDRADE, RICARDO NUÑEZ. **ENTRAVES E ALTERNATIVAS PARA A VIABILIZAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**. 2015. 62 páginas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Ambiental – Instituto de Pesquisas Hidráulicas e Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

O Brasil historicamente utiliza energia renovável (hidroeletricidade) na base de sua matriz energética. Nos últimos 10 anos, a partir de políticas de incentivo, como o PROINFA, outras alternativas renováveis vêm experimentando crescimento acelerado em contribuição para a matriz, num primeiro momento com a energia eólica e, mais recentemente, com a energia solar. Esta última apresenta-se atualmente como a melhor alternativa para a expansão da Geração Distribuída (GD) no país. O presente trabalho tem por objetivo identificar fatores que possam inviabilizar investimentos em projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), bem como apontar um caminho para viabilização dos mesmos. Em um primeiro momento, trata do dimensionamento de uma planta solar fotovoltaica de 48 kWp para um estabelecimento comercial com sede na serra do Rio Grande do Sul. Posteriormente, através de análise de viabilidade econômico-financeira, discute os entraves econômicos e políticos para a viabilização e o aumento do volume de investimentos em projetos dessa natureza, buscando apresentar possíveis alternativas para solução destes entraves. O estudo conclui que a conjuntura atual, com elevadas taxas de juros, inibe os investimentos, e a falta de linhas de crédito específicas para projetos desta natureza faz com que o investimento em uma planta solar fotovoltaica apresente um retorno insatisfatório no caso de uma alavancagem de 70%. Por outro lado, aponta que o surgimento de novas linhas de crédito, com condições especiais para investimentos em energia renovável, mostra-se uma medida suficiente, do ponto de vista financeiro, para viabilização de um maior número de projetos de SFCR, contribuindo para a expansão em larga escala da GD no Brasil.

Palavras-chave: energia solar, geração distribuída, análise de viabilidade

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Evolução de potência instalada mundial fotovoltaica até 2013 (Adaptado de IEA-PVPS, 2014).....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2 – Esquema representativo de uma célula fotovoltaica</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3 – Módulo fotovoltaico comercial (Fonte: Yingli Solar).....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4 – Curvas características $I \times V$ à esquerda e $P \times V$ à direita (adaptado de Villalva e Gazoli, 2012)</i>	<i>22</i>
<i>Figura 5 – Esquema de sistema de rastreamento MPPT em curvas $I \times V$ e $P \times V$ (adaptado de Villalva e Gazoli, 2012)</i>	<i>24</i>
<i>Figura 6 – Curva $I \times V$ para diferentes combinações – em série e em paralelo – de 1, 2 e 4 módulos fotovoltaicos (Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012).</i>	<i>25</i>
<i>Figura 7 – Trajetória aparente do Sol em diferentes épocas do ano para uma determinada latitude.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 8 – Efeito de sombreamento parcial em fileiras de módulos fotovoltaicos (Fonte: SolarEdge).....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 9 – Esquema de SFCR, sendo que no sistema ‘netmetering’ empregado no Brasil, o medidor é bidirecional (VILLALVA, 2012)</i>	<i>35</i>
<i>Figura 10 – Dados meteorológicos para o município de Três Coroas</i>	<i>38</i>
<i>Figura 11 – Modelo 3D de SFCR de 48 kWp em Três Coroas/RS (Fonte: EPI Energia).....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 12 – Curva de carga parametrizada representativa de consumidores comerciais (Fonte: FRANCISQUINI, 2006).....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 13 – Evolução dos preços médios de placas fotovoltaicas. Fonte: Portal Solar, adaptado de Bloomberg (1977-2013) e de EnergyTrend.com (2014-2015)</i>	<i>47</i>
<i>Figura 14 – TIR e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo).....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 15 – VPL e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo).....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 16 – Payback e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo)</i>	<i>52</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Evolução do índice IPCA entre 1996 e 2014</i>	32
<i>Tabela 2 – Evolução de tarifas de energia elétrica e do IPCA (Adaptado de Nakabayashi, 2015)</i>	32
<i>Tabela 3 – Fluxo de caixa genérico para projeto de SFCR</i>	42
<i>Tabela 4 – Resumo dos 12 cenários avaliados</i>	49
<i>Tabela 5 – Indicadores e sugestão de tomada de decisão para cada cenário</i>	50

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BRDE – Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul

CC – Corrente contínua

CA – Corrente alternada

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPIA – European Photovoltaic Industry Association

FINAME – Financiamento de Máquinas e Equipamentos

GD – Geração Distribuída

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

I_{sc} – Corrente de curto-circuito

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

MME – Ministério de Minas e Energia

MPPT – Maximum Power Point Tracking

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O&M – Operação e Manutenção

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PV – *Photovoltaic* (fotovoltaico)

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SIN – Sistema Interligado Nacional

STC – *Standard Test Conditions* (Condições padrão de teste)

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

V_{oc} – Tensão de circuito aberto

VPL – Valor Presente Líquido

WACC – Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

Sumário

1	Introdução.....	14
1.1	Motivação.....	14
1.2	Objetivos	16
1.3	Estrutura do trabalho.....	16
2	Fundamentação Teórica.....	18
2.1	Energia Solar, efeito fotovoltaico, células e placas fotovoltaicas	18
2.2	Sistemas fotovoltaicos.....	19
2.2.1	Módulos fotovoltaicos	21
2.2.2	Inversores.....	23
2.2.3	Arranjos de módulos (<i>arrays</i>).....	24
2.2.4	Fatores que influenciam os arranjos de módulos e o dimensionamento de um SFCR	25
2.3	Engenharia Econômica	27
2.3.1	Taxa de desconto e indicadores: VPL, TIR, Payback descontado	28
2.3.2	Evolução da tarifa da energia e inflação.....	31
2.4	Políticas de Incentivo	33
3	Metodologia	37
3.1	Projeto técnico	37
3.2	Considerações sobre impostos, tarifa, Bandeiras Tarifárias e o consumidor de classe comercial.....	40
3.3	Engenharia econômica.....	41
3.3.1	Fluxos de caixa.....	41
3.3.2	Receitas.....	42
3.3.3	Despesas.....	43
3.4	Cenários e sensibilidade do modelo à variação de parâmetros	44
3.4.1	Variação no custo de capital.....	45

3.4.2	Varição no CAPEX – Valor do Investimento inicial	46
3.4.3	Varição na evolução anual média da tarifa de energia	47
3.4.4	Relação de cenários avaliados	48
4	Resultados e Discussão	50
5	Conclusões	54
6	Sugestões para trabalhos futuros	56
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
	APÊNDICE 1 – Modelo econômico	60
	APÊNDICE 2 – Simulação PVsyst	61

1 Introdução

1.1 Motivação

O aumento da participação das energias limpas e renováveis na matriz energética dos países é uma tendência global, ganhando força principalmente a partir dos anos 2000 com a crescente preocupação com a contribuição do uso intensivo de combustíveis fósseis no que diz respeito a possíveis mudanças climáticas. Nesse sentido, ainda que o Brasil possua uma matriz predominantemente hídrica, outras fontes experimentam crescimento exponencial. Dentre elas, destacam-se a energia eólica, que se consolida como alternativa competitiva após uma década de crescimento vertiginoso na capacidade instalada, e mais recentemente a energia solar, com a realização de leilões de energia nova contemplando esta fonte desde 2014 e a implementação de resoluções normativas que incentivam o mercado de energia fotovoltaica e de Geração Distribuída.

A capacidade instalada mundial da energia fotovoltaica cresceu aproximadamente 43% de 2011 a 2012 e 38% de 2012 a 2013 (EPIA, 2014). Na última década nota-se um crescimento expressivo da energia solar fotovoltaica no mundo, especialmente na Europa, onde houve maior aplicação de incentivos. No final de 2009, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos estava próxima a 23 GW, enquanto em 2013 havia quase 139 GW de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo, uma evolução de quase 500% em menos de cinco anos e, maior do que 10.000% em um período de 13 anos (2000 a 2013), conforme se observa na Figura 1.

No Brasil, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica é hidrotérmico de grande porte, sendo que 98,3% do sistema encontra-se interligado através do SIN – Sistema Interligado Nacional, restando apenas 1,7% da energia em pequenos sistemas isolados, localizados predominantemente na Amazônia. Embora a fonte hidráulica tenha composto aproximadamente 70% da matriz elétrica interna em 2013, crescentes dificuldades vêm se apresentando na construção de empreendimentos novos de grande porte, visto que locais ainda não explorados com bom potencial hidráulico encontram-se em áreas com severas restrições socioambientais, além de estarem distantes dos centros de carga.

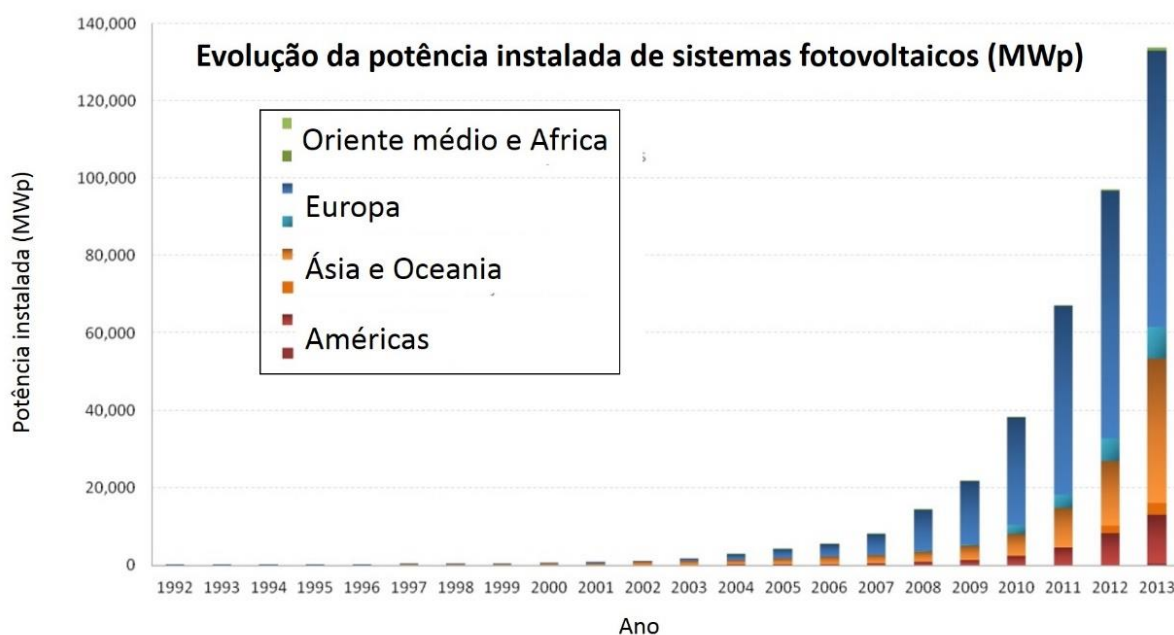


Figura 1 – Evolução de potência instalada mundial fotovoltaica até 2013 (Adaptado de IEA-PVPS, 2014)

Mais recentemente, diversas políticas de incentivo à Geração Distribuída (GD) surgem no país. Conforme disserta Severino (2008) a definição conceitual de Geração Distribuída não é única, adotando uma diversidade de formatos em diferentes países. O Decreto 5.163/2004 define a GD como a produção de energia elétrica por agente conectado ao sistema de distribuição. O trabalho de Severino et al. (2008) propõe uma definição de GD como a seguir:

[...] denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. (SEVERINO et al., 2008, p. 66)

À luz dessa mudança de paradigma nas estratégias de geração de energia, o presente estudo encontra motivação em descobrir fatores que inibam investimentos em GD, mais especificamente em sistemas de energia solar fotovoltaica, bem como apontar caminhos para a popularização destes sistemas.

1.2 Objetivos

Apesar das iniciativas e compromissos recentes do governo brasileiro na direção de aumento da participação das fontes eólica e solar na matriz energética, os investimentos em geração distribuída no Brasil ainda não são expressivos. Diante disso, este estudo pretende, de maneira ampla, identificar fatores que inviabilizam investimentos em projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, através de uma análise econômico-financeira, bem como apontar um caminho para viabilização dos mesmos.

Como objetivos específicos, pode-se citar:

- Identificar, dentre as três variáveis testadas (investimento inicial, evolução da tarifa de energia e custo de capital), os dois parâmetros que afetam com maior magnitude os indicadores de viabilidade econômica, utilizando um projeto de 48 kWp para um consumidor de perfil comercial como base;
- Sugerir uma política de incentivo que apresente impacto significativo na viabilidade econômica de investimentos em GD.

1.3 Estrutura do trabalho

No capítulo 1, são expostas as motivações e os objetivos que dão um Norte a esse trabalho.

No capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica e são expostos os conceitos chave que embasam o estudo, bem como seus resultados e suas conclusões. A seção disserta sobre energia solar e matemática financeira, além de versar brevemente sobre economia e política, especialmente para a realidade brasileira do século XXI.

O capítulo 3 trata do projeto técnico de dimensionamento de uma planta solar fotovoltaica de 48 kWp, dos cenários e das hipóteses que foram avaliadas na análise de investimentos, conduzindo aos resultados apresentados na seção seguinte.

O capítulo 4 apresenta os resultados da avaliação de cenários, na forma de indicadores econômicos e de uma sugestão de tomada de decisão entre investir ou não no projeto. Aqui, são identificados os dois parâmetros que, a partir de variação de 15% nos valores iniciais, apresentaram maior impacto nos dados de saída. Também, busca a raiz das causas que conduziram a análise àqueles indicadores finais, não se limitando a sugerir uma tomada de decisão com base nos dados de saída.

O capítulo 5 apresenta uma análise crítica dos resultados da avaliação de viabilidade econômico-financeira apresentada no capítulo 4, sugerindo uma política de incentivo que deve ser suficiente para viabilizar maior número de projetos de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, além de indicar algumas limitações deste trabalho.

O capítulo 6 encerra o documento com sugestões para trabalhos futuros, apontando que existe uma diversidade de outros cenários a serem avaliados a partir de parâmetros que não foram considerados neste estudo.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Energia Solar, efeito fotovoltaico, células e placas fotovoltaicas

O Sol, estrela central do sistema solar, é a principal fonte da energia do planeta Terra, sendo aproveitada por organismos fotossintetizantes e contribuindo para a formação de biomassa. Além disso, a radiação pode ser aproveitada na forma de calor e luz. A energia do Sol é gerada por fusão nuclear, com Hidrogênio sendo convertido em Hélio (KALOGIROU, 2013).

Para o aproveitamento da energia solar em forma de energia elétrica, faz-se uso do efeito fotovoltaico, que é o fenômeno físico responsável por converter a luz do Sol diretamente em eletricidade. A figura 2 esquematiza a estrutura de uma célula fotovoltaica:

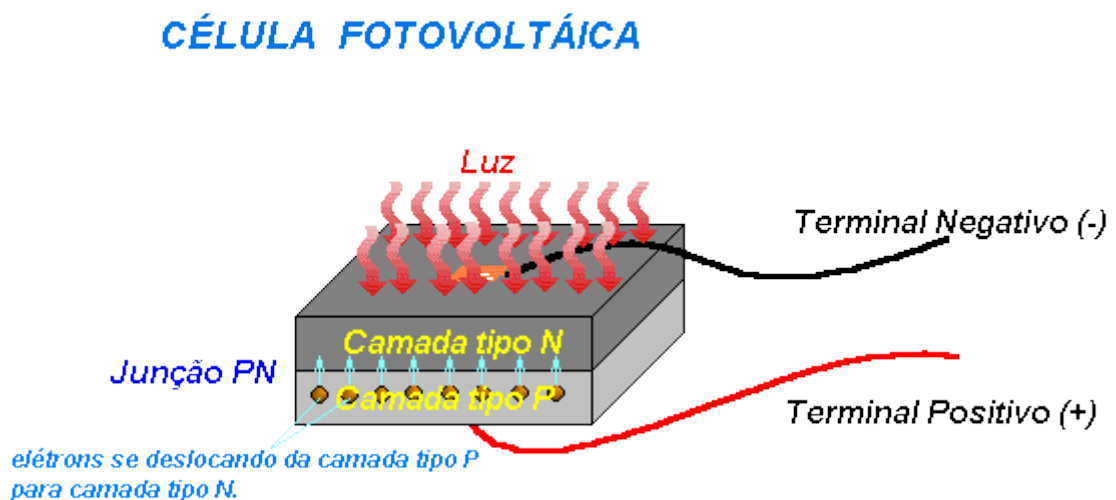


Figura 2 – Esquema representativo de uma célula fotovoltaica

Segundo Villalva e Gazoli (2012), a célula fotovoltaica é a unidade básica de geração de energia elétrica através da luz solar, e é composta por um “sanduíche” de duas camadas de material semicondutor – uma do tipo P e outro do tipo N – além de uma estrutura metálica na base e uma grade metálica na parte superior, ambas funcionando como terminais elétricos que coletam a corrente elétrica produzida pela ação da luz. Ainda, há uma camada de material antirreflexivo na superfície de uma célula comercial, que tem por função aumentar a absorção de luz e evitar a reflexão.

O silício é o elemento mais comumente utilizado como material semicondutor dopado para conseguir-se o efeito fotoelétrico. O material do tipo P apresenta falta de elétrons, enquanto o N possui excedente de elétrons em relação à estabilidade eletrônica. O silício possui quatro elétrons na camada de valência, e desta forma, ao interagir com átomos com três ou cinco elétrons na última camada (boro e fósforo, por exemplo), haverá fluxo de elétrons da camada N para a P, criando-se assim um campo elétrico no interior da célula.

A célula fotovoltaica sozinha é capaz de fornecer pequena quantidade de energia. Uma ligação de células em série é capaz de fornecer maior quantidade de energia e tensões mais elevadas. Comercialmente, portanto, conjuntos de células em série são montados sobre uma estrutura e vendidos sob o termo de placas, painéis ou módulos fotovoltaicos, como exemplifica a figura 3.



Figura 3 – Módulo fotovoltaico comercial (Fonte: Yingli Solar)

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos podem ser entendidos como um conjunto de equipamentos atuando em conjunto com a finalidade de gerar energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico. Dentre esses equipamentos, destacam-se os módulos

fotovoltaicos e os inversores, que são os dispositivos por meio dos quais os painéis são conectados à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser autônomos, ou *off-grid*, isto é, quando operam sem necessidade de conexão à rede, e os sistemas conectados, ou *on-grid*. Estes últimos atualmente são muito mais eficientes, confiáveis e baratos, pois não necessitam de baterias, já que, estando conectados à rede, podem consumir ou injetar energia imediatamente dependendo da disponibilidade de energia proveniente do Sol (BENEDITO, 2009). O presente trabalho tem foco na utilização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (chamados por conveniência de SFCR ao longo deste documento).

Dentre os benefícios provenientes da produção de eletricidade por sistemas fotovoltaicos, pode-se citar como principais o baixo custo de operação e a modularidade, que possibilita que o investimento seja feito em etapas, conforme disponibilidade de recursos, além do benefício ambiental, por tratar-se de energia renovável. Por outro lado, esses sistemas geralmente requerem um alto investimento inicial, além do fato de o sistema não operar à noite (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Nos sistemas *off-grid*, o uso de baterias para compensar esse aspecto pode aumentar o custo de implantação da planta de maneira a inviabilizar o projeto. Para zonas urbanas e com boa conexão com a rede de distribuição, porém, tem-se desconsiderado o uso de baterias pois o sistema de compensação *netmetering*, a ser explicado posteriormente neste trabalho, na seção 2.4, garante um equilíbrio entre boa segurança no fornecimento de energia ao consumidor em qualquer hora do dia e aproveitamento da totalidade da energia gerada.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012, os sistemas de Geração Distribuída, incluindo-se aí os SFCR, são classificados em 3 categorias dependendo de sua potência nominal instalada, sendo à época o enquadramento estabelecido como a seguir:

- Até 100 kW: enquadrados como microgeração;
- entre 100 kW e 1 MW: enquadrados como minigeração; e
- acima de 1 MW: usina de eletricidade.

Como será aprofundado na seção 2.4, essa Resolução foi revisada recentemente, e os patamares mudarão em meados de 2016 para até 75 kW; entre 75 kW e 5 MW; e acima de 5 MW, respectivamente.

Os sistemas de microgeração servem basicamente a consumidores residenciais e comerciais de menor porte, enquanto a minigeração serve basicamente a consumidores comerciais e industriais (KALOGIROU, 2013). O investimento se dá com o objetivo de suprir a demanda de energia parcial ou integralmente, sendo os maiores apelos para interesse na construção de sistemas desse tipo a proteção do consumidor contra aumentos excessivos na tarifa de energia cobrada pela concessionária e, no caso de pessoas jurídicas, o interesse em explorar a imagem perante os consumidores de ser uma organização que preza pela responsabilidade socioambiental e pelo uso de energias limpas.

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

As características elétricas dos módulos são calculadas em laboratório e fornecidas pelos fabricantes a partir de testes em *Standard Test Conditions* (STC, ou condições padrão de teste) de acordo com critérios normatizados internacionalmente. As STC consideram uma irradiância solar de 1000 W/m² e uma temperatura de 25° C, fornecendo informações de potência, tensão, corrente e eficiência. A eficiência, quando não fornecida nos *data sheets* dos fabricantes pode ser calculada de acordo com a equação abaixo:

$$\eta = \frac{P_{MÁX}}{A_p * 1000} \quad (1)$$

Onde:

η é a eficiência do painel

$P_{MÁX}$ é a potência de pico do painel, em Watts; e

A_p é a área do módulo, em metros quadrados.

O valor 1000 corresponde à taxa de 1000 W/m² padronizada nas STC.

A eficiência dos módulos comerciais de maior penetração do mercado gira em torno de 13 a 19%, sendo aqueles constituídos por silício monocristalino mais eficientes, em média, que os modelos em silício policristalino.

Duas relações importantes são a relação entre corrente e tensão de um módulo, bem como a relação entre potência e tensão do mesmo. A tensão de saída não é constante nos terminais dos módulos, sendo dependente de sua corrente (e vice-versa), que por sua vez depende da quantidade de luz solar recebida nas células fotovoltaicas. Se houver um dispositivo que demande muita corrente conectado aos terminais do módulo, a tensão tenderá a cair. Com pouca demanda por corrente elétrica, a tensão tende a subir. A potência fornecida será o produto da corrente pela tensão. Essas relações podem ser entendidas observando a figura 4, que mostra o formato genérico de uma curva característica de corrente versus tensão ($I \times V$) de um módulo fotovoltaico, bem como de uma curva potência versus tensão ($P \times V$).

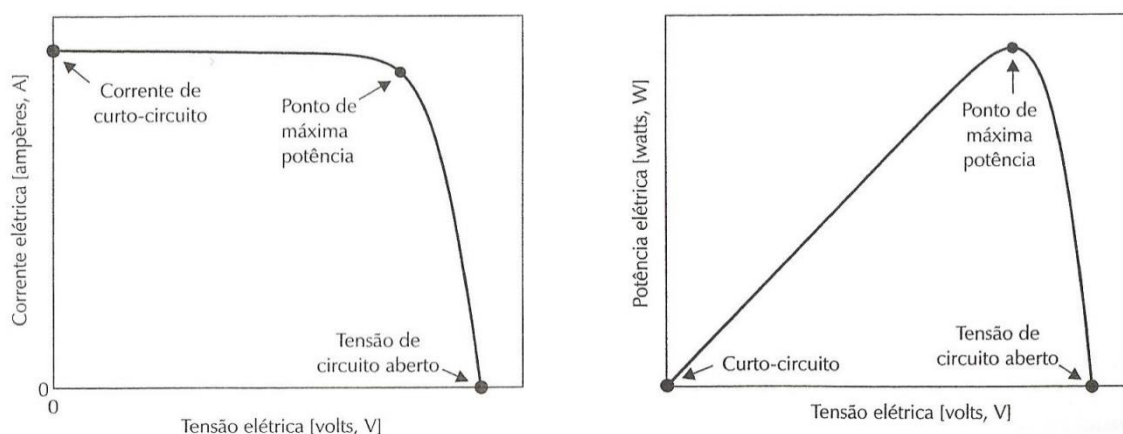


Figura 4 – Curvas características $I \times V$ à esquerda e $P \times V$ à direita (adaptado de Villalva e Gazoli, 2012)

Os três pontos de interesse na figura 4 são a corrente de curto-circuito (I_{sc}), que é a corrente máxima experimentada pelo módulo, quando seus terminais são colocados em curto-circuito; a tensão de circuito aberto (V_{oc}), que é aquela medida com os terminais abertos, i.e., na ausência de dispositivos com demanda de energia conectados ao módulo; e o ponto onde o produto da corrente pela tensão é máximo, denominado ponto de máxima potência, que indica a situação onde o módulo produz a maior quantidade de energia. A curva $P \times V$ indica a potência fornecida em função da tensão, lembrando que a potência é dada pela equação 2.

$$P = V * I \quad (2)$$

Onde:

P é a potência fornecida;

V é a tensão; e

I é a corrente.

Cabe ressaltar aqui uma característica peculiar dos módulos fotovoltaicos: eles apenas conseguem fornecer valores de tensão, corrente e potência que estejam sobre suas curvas características.

Outros parâmetros que influenciam a curva característica de um módulo são a intensidade de radiação solar incidente, que se relaciona diretamente com o valor de corrente máxima fornecida, e a temperatura de operação sob a qual o módulo opera – quanto maior a temperatura, menor a tensão fornecida. Como a potência é produto $I \times V$, isso significa que em locais mais quentes os módulos fornecem menor potência, mantidas constantes as outras condições de operação.

2.2.2 Inversores

Os painéis fotovoltaicos são conectados à rede elétrica por meio de inversores, que são dispositivos que transformam a corrente contínua (CC) proveniente dos painéis em corrente alternada (CA), sincronizada com a tensão senoidal da rede local. No caso de SFCR, o inversor funciona como fonte de corrente elétrica.

Na ausência de fornecimento de eletricidade da concessionária local, o inversor desliga-se automaticamente, por questões de segurança de equipamentos conectados e de pessoas que porventura estejam manuseando a rede elétrica no momento de ausência de fornecimento de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Os inversores geralmente possuem sistema de proteção “anti-ilhamento” para desconexão do sistema de geração quando houver variação nos parâmetros da rede pública, ou falta da mesma, contendo relés que o desconectam automaticamente por sub e sobre frequência, sub tensão, sobre tensão, falta de sincronismo/defasagem, variação de frequência, dentre outros fatores.

Existem inversores para diversas faixas de potência, desde 250 W, para conexão de um módulo individual, até dezenas de kW, para arranjos maiores.

Os inversores modernos possuem múltiplas entradas com sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, ou “rastreamento do ponto de máxima potência”), que objetiva fazê-los operar maximizando a potência fornecida pelos módulos, independente de condições que alteram a curva corrente vs. tensão do conjunto.

Assim, se houver um *string* (conjunto de placas conectadas em série) sujeito a sombra, com rendimento comprometido, os demais que estão conectados em outra entrada, também com sistema MPPT, têm bom rendimento garantido. Também, alguns inversores dividem a potência total de forma assimétrica em suas entradas, ou seja, uma fração maior da capacidade total em um conjunto de entradas, e a fração restante em outro conjunto.

O método de MPPT funciona a partir de um algoritmo que perturba a tensão nos terminais dos módulos e avaliando se essa alteração de tensão aumenta a potência fornecida. Na figura 5, pode-se entender melhor o princípio de funcionamento de MPPT, através de curvas $I \times V$ e $P \times V$.

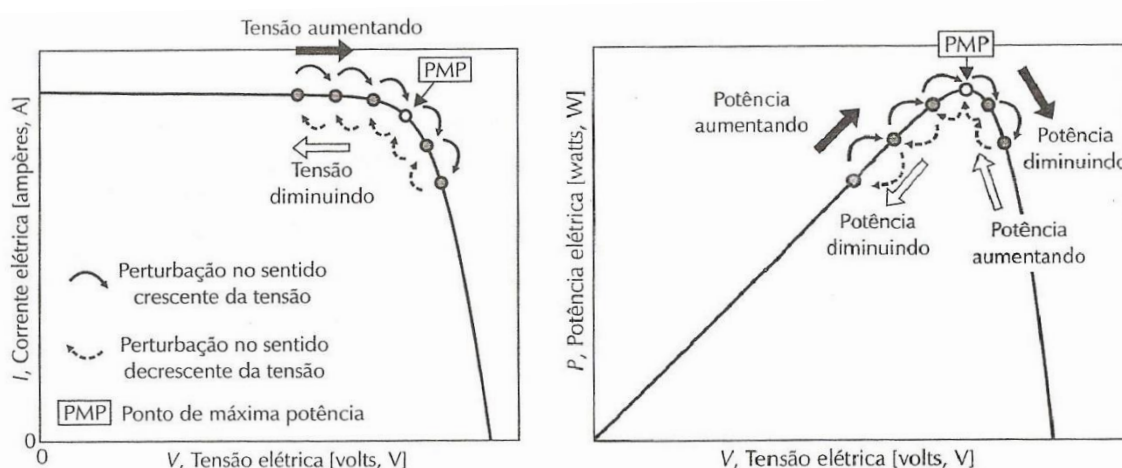


Figura 5 – Esquema de sistema de rastreamento MPPT em curvas $I \times V$ e $P \times V$ (adaptado de Villalva e Gazoli, 2012)

Outro parâmetro importante para os inversores é o rendimento, isso é, um indicativo do aproveitamento e do desperdício de energia durante o funcionamento dos equipamentos. Bons inversores oferecem atualmente rendimentos acima de 90%.

Placas solares e inversores representam a maior parte do custo de implantação de um projeto de SFCR – cerca de 70% do investimento inicial (também comumente denominado CAPEX), segundo orçamentos realizados pela empresa EPI Energia Projetos e Investimentos LTDA.

2.2.3 Arranjos de módulos (*arrays*)

Os módulos do SFCR são organizados em arranjos com ligações em série e em paralelo, com o objetivo de maximizar a energia fornecida. Os painéis ligados em

série determinam a tensão do conjunto, e a fileira de painéis em série é denominada *string*. Cada *string* deve ser dimensionado com uma tensão compatível com a tensão de entrada do inversor na qual será ligado. Para aumentar a potência do conjunto, ligam-se então *strings* em paralelo, e a soma das correntes de cada *string* define a corrente fornecida pelo arranjo.

Geralmente, dimensiona-se primeiramente o número de módulos de cada *string*, de acordo com a tensão admissível na entrada CC e a faixa de tensão útil do inversor escolhido. Então, num segundo momento, escolhe-se o número de *strings* conectados em paralelo, observando-se a potência do inversor (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A figura 6 mostra o efeito da ligação de um, dois ou quatro módulos em diferentes *setups*. A curva de menor dimensão indica a curva de um módulo individual. As duas outras curvas pontilhadas representam a característica de dois módulos em série (curva que atinge o maior valor de tensão) e em paralelo (curva com o maior valor de corrente). A curva representada por uma linha contínua é a ligação em paralelo de dois conjuntos, cada um com dois módulos em série.

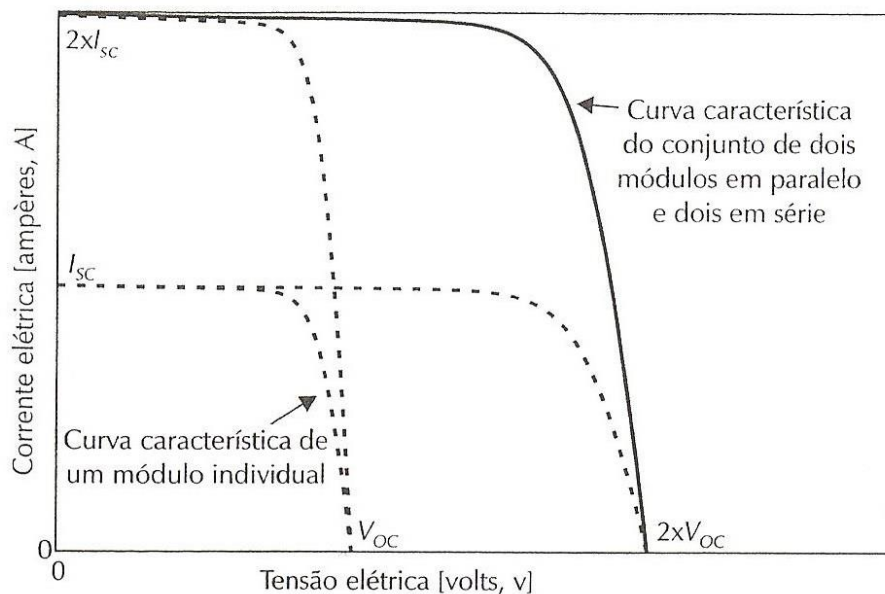


Figura 6 – Curva $I \times V$ para diferentes combinações – em série e em paralelo – de 1, 2 e 4 módulos fotovoltaicos (Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.2.4 Fatores que influenciam os arranjos de módulos e o dimensionamento de um SFCR

Considerando que a radiação solar direta incide na superfície, para cada ponto do planeta, com um ângulo diferente, variando ao longo do ano, até mesmo de acordo com as horas do dia, é possível otimizar a organização e orientação das placas para maximizar a captação dessa radiação. O ideal seria que o módulo ficasse com sua face perpendicular à incidência de radiação durante todo o tempo, mas a adoção de um dispositivo de rastreamento (*tracking*) na maior parte dos casos não é vantajoso pois encarece muito o custo de um projeto de SFCR.

Via de regra, a primeira medida a ser tomada quando se instala um SFCR sem sistema de rastreamento é orientar a face dos módulos para o Norte geográfico, quando no hemisfério Sul, ou para o Sul, quando no hemisfério Norte. Ao escolher um ângulo de inclinação fixo em relação à superfície, valores mais próximos de 0 maximizam a produção nos meses de Verão, enquanto para inclinações mais próximas de 90° a produção é maximizada para o Inverno.

É possível para cada caso encontrar uma inclinação fixa otimizada para uma boa produção de energia média anual. Essa tem relação direta com a latitude do local de instalação, já que a trajetória aparente do Sol na abóbada celeste também tem relação direta com a mesma.

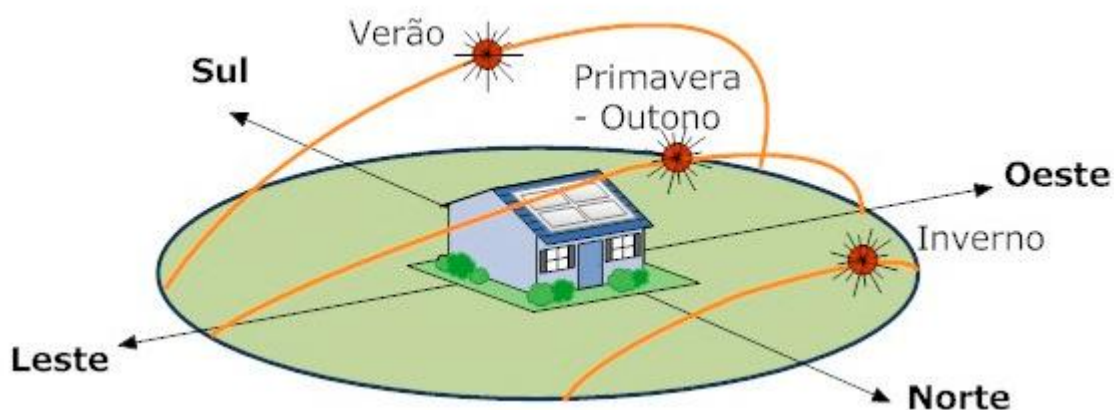


Figura 7 – Trajetória aparente do Sol em diferentes épocas do ano para uma determinada latitude

A inclinação das placas também tem influência direta no efeito de sombreamento experimentado pelas placas em fileiras próximas. Ainda, a escolha por instalar os módulos de uma mesma fileira com seu lado de menor ou maior dimensão é um fator a ser observado, pois quando se dispõe os painéis apoiados sobre seu menor lado, consegue-se colocar mais placas lado a lado na mesma fileira,

aumentando em contrapartida o espaçamento necessário entre as fileiras para minimizar efeitos de sombra.



Figura 8 – Efeito de sombreamento parcial em fileiras de módulos fotovoltaicos (Fonte: SolarEdge)

Os principais fatores que influenciam o dimensionamento, rendimento e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico são:

- Localização geográfica, espaço e estruturas disponíveis para colocação de placas. Além de limitar o número de painéis, ainda influencia os seguintes parâmetros:
 - Distância de separação entre as placas;
 - Escolha por orientação longitudinal ou transversal nos perfis (suportes);
 - Inclinação dos painéis e orientação em relação ao Norte;
- Capacidade de investimento/aporte de capital;
- Perfil de consumo de energia do cliente;
- Tarifa da concessionária local;
- Radiação solar incidente no local;
- Incidência de sombreamento no local de instalação:
 - O sombreamento, além de diminuir a corrente do módulo pela diminuição da área de placa com radiação incidente, também pode diminuir o rendimento de todo o *string* associado, mesmo que apenas um módulo sofra efeito de sombra.

2.3 Engenharia Econômica

Em qualquer situação de tomada de decisão relativa a uma alternativa de investimento, assume-se que há, no mínimo, uma outra opção contra a qual o investimento em questão será avaliado e comparado, seguindo um princípio fundamental de economia que afirma que as pessoas enfrentam *trade-offs* durante a

tomada de decisões (MANKIW, 2014). Ao decidir por um investimento, automaticamente se abre mão de utilizar aqueles recursos em outra alternativa.

A tomada de decisão quanto à viabilidade de execução de um projeto de engenharia ocorre, via de regra, após a análise econômico-financeira do mesmo para um determinado período de tempo, já que tempo e dinheiro são comumente os recursos mais escassos no equacionamento do problema. Portanto, após levantamento de alternativas técnicas para determinado problema, é necessário organizar as informações financeiras do projeto e utilizar indicadores adequados que possibilitem uma tomada de decisão racional e que apontem a alternativa mais econômica.

Alguns critérios básicos em uma avaliação econômica e financeira são o risco que se corre ao investir e o retorno projetado para aquela aplicação, seja este mensurado em magnitude, taxa de rentabilidade ou tempo necessário até que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo.

2.3.1 Taxa de desconto e indicadores: VPL, TIR, Payback descontado

A primeira figura de mérito que será avaliada neste trabalho é o *Valor Presente Líquido*, ou VPL, que pode ser entendido como a diferença entre os benefícios gerados pelo investimento e os custos necessários, tudo isso avaliado em valor presente, aplicando-se uma determinada taxa de desconto nos fluxos de caixa de diferentes períodos (ASSAF NETO, 2012). O cálculo do VPL segue a expressão dada na equação 3:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Com:

I_0 = investimento inicial;

Fc_t = fluxo de caixa no período t

r = taxa de desconto (ou custo de capital)

t = período

n = número de períodos analisados

O critério básico para aceite da alternativa em avaliação é que o VPL seja positivo, o que indica que os benefícios são maiores do que os custos previstos à taxa de desconto r .

A utilização de uma taxa de desconto nos fluxos de caixa se deve ao fato da noção de valor do dinheiro não ser constante ao longo do tempo, sendo esse o objeto de estudo da matemática financeira (ASSAF NETO, 2012).

O conceito de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) pode ser interpretado como o custo de oportunidade do capital investido, ou o rendimento médio esperado ao investir o capital em outra alternativa.

Para a avaliação com opção de financiamento, ressalta-se que pelo fato da taxa de juros cobrada pela instituição financeira ser geralmente diferente do custo de oportunidade do capital do investidor, a taxa de desconto será calculada pelo método do Custo médio ponderado de capital – *Weighted Average Capital Cost* (WACC), diferindo da TMA requerida pela parcela do capital próprio (ou *equity*). A equação 4 representa a metodologia utilizada para cálculo do WACC, para o caso de aporte de capital feito por duas partes – um investidor (nesse caso, o cliente) e uma entidade credora (geralmente uma instituição financeira):

$$WACC = r_i * \frac{I}{T} + r_c * \frac{C}{T} \quad (4)$$

Onde:

r_i é a remuneração requerida pelo investidor (a TMA);

I é o capital aportado pelo investidor (*equity*);

r_c é a remuneração requerida pela entidade credora (taxa de juros);

C é o capital aportado pela entidade credora; e

T é o capital total investido inicialmente, sendo igual à soma $I + C$.

Percebe-se, então, que para o caso de o investimento inicial ser composto em 30% por *equity* (capital próprio) e 70% por capital de terceiros, a taxa de desconto final para a avaliação econômica será mais próxima do custo de capital do terceiro do que da TMA do comprador do sistema fotovoltaico.

Apesar de o VPL apresentar princípios fundamentais para análise de investimentos, algumas desvantagens são listadas a seguir (LAPPONI, 2000):

- Necessidade de conhecer a taxa mínima requerida ou custo de capital;
- Fornecer como resultado da avaliação uma medida absoluta e não relativa (espera-se que investimentos maiores gerem retornos maiores em termos absolutos);
- Dificuldade de comparar dois projetos a partir do investimento realizado. Essa crítica está suportada na comparação de projetos com investimentos diferentes;
- Considera que os retornos líquidos serão reinvestidos na taxa mínima requerida, o que normalmente não acontece.

Considerando que o VPL por si só pode não levar a uma conclusão definitiva para tomada de decisão, outra figura de mérito avaliada é a *Taxa Interna de Retorno*, ou TIR. Esta é, do ponto de vista matemático, a raiz da função VPL, ou seja, a taxa de desconto que zera o VPL, satisfazendo a equação 5:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (5)$$

A regra decisória a ser seguida nesse método é que o investimento é vantajoso caso a TIR exceda o custo de oportunidade do capital (SAMANEZ, 2010).

Uma limitação do método da TIR é que ela assume que os fluxos de caixa serão reaplicados/descontados à própria TIR, o que normalmente não acontece. Portanto, para casos onde o reinvestimento ocorre a qualquer outra taxa de rentabilidade, a TIR não é equivalente ao rendimento efetivo do investimento (ASSAF NETO, 2012).

A terceira figura de mérito utilizada é o *payback descontado*, onde calcula-se quantos períodos decorrerão até que o valor presente dos fluxos de caixa previstos se iguale ou exceda o investimento inicial I_0 . Assim, consiste em determinar o valor de n na inequação 6:

$$I_0 \leq \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Ainda que os critérios de tomada de decisão a partir do *payback descontado* não sejam tão objetivos quanto a partir do VPL ou da TIR, já que diferentes tipos de investimentos podem apresentar valores de *payback* aceitáveis em faixas muito

discrepantes, uma maneira de conduzir a avaliação é estabelecer que o *payback* deve ser menor do que a vida útil do equipamento. Também, este método não considera despesas e receitas após o período de *payback*. Recomenda-se, portanto, a utilização desse indicador em conjunto com outro método, como o VPL, a TIR ou ambos.

2.3.2 Evolução da tarifa da energia e inflação

Para uma estimativa de retorno financeiro projetado após um período determinado, é necessário projetar a evolução das receitas e das despesas nos fluxos de caixa. Para tanto, assume-se que os preços sofrerão reajustes de acordo com diferentes índices e premissas. Isso ocorre tanto pela noção de inflação, que é o aumento no suprimento de dinheiro, ocasionando aumento geral do nível de preços, quanto por variações nos níveis de oferta e demanda do mercado (MANKIOW, 2014). Ainda que exista o fenômeno oposto, a deflação, no Brasil o fenômeno experimentado há décadas é o de inflação.

O IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo é o índice oficial do Governo Federal brasileiro para medição de metas inflacionárias (fonte: IBGE). A tabela 1 mostra uma evolução do IPCA desde 1996 até o final de 2014, calculando uma média para todo o período. Ainda que não conste uma avaliação do ano de 2015, já que o presente trabalho foi concluído antes do fechamento do ano, ressalta-se que o IPCA acumulado de Janeiro a Outubro de 2015 foi de 8,52, enquanto o acumulado dos últimos 12 meses, a contar de Outubro de 2015, foi de 9,93, ou seja, há indícios de que o país esteja entrando em um ciclo de alta da inflação, com a tendência de fechar o ano de 2015 atingindo o maior patamar desde o final de 2002.

O Banco Central do Brasil estipula metas inflacionárias periodicamente, abrangendo uma certa faixa de valores. Para 2016 e 2017, a meta foi estipulada em 4,5%, sendo o intervalo de tolerância para 2016 dois pontos percentuais, e para 2017, um e meio pontos percentuais. Observando a média histórica do índice, verifica-se que o valor corresponde a 6,5%, coincidentemente o teto da meta inflacionária para 2016. Esse valor será utilizado posteriormente no modelo econômico utilizado no presente trabalho.

A variável que tem maior impacto nas receitas dos fluxos de caixa para projetos de SFCR é atualmente a tarifa de energia e sua evolução. Cabe destacar que as

tarifas diferem de uma concessionária para outra, bem como entre as categorias residencial, comercial e industrial. Isso cria uma disparidade entre as tarifas que impactam diretamente na atratividade do projeto dependendo da classe de consumo e da concessionária que presta serviço na região. Nakabayashi (2015) elaborou um estudo a partir de dados da ANEEL e do IBGE, onde avalia a evolução das tarifas mencionadas, bem como do IPCA, desde 1995 até 2014. Com isso, gerou uma relação de valores como mostra a tabela 2.

Tabela 1 – Evolução do índice IPCA entre 1996 e 2014

		Mês												IPCA Acumulado
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Ano	1996	1.34	1.03	0.35	1.26	1.22	1.19	1.11	0.44	0.15	0.3	0.32	0.47	9.56%
	1997	1.18	0.5	0.51	0.88	0.41	0.54	0.22	-0.02	0.06	0.23	0.17	0.43	5.22%
	1998	0.71	0.46	0.34	0.24	0.5	0.02	-0.12	-0.51	-0.22	0.02	-0.12	0.33	1.66%
	1999	0.7	1.05	1.1	0.56	0.3	0.19	1.09	0.56	0.31	1.19	0.95	0.6	8.94%
	2000	0.62	0.13	0.22	0.42	0.01	0.23	1.61	1.31	0.23	0.14	0.32	0.59	5.97%
	2001	0.57	0.46	0.38	0.58	0.41	0.52	1.33	0.7	0.28	0.83	0.71	0.65	7.67%
	2002	0.52	0.36	0.6	0.8	0.21	0.42	1.19	0.65	0.72	1.31	3.02	2.1	12.53%
	2003	2.25	1.57	1.23	0.97	0.61	-0.15	0.2	0.34	0.78	0.29	0.34	0.52	9.30%
	2004	0.76	0.61	0.47	0.37	0.51	0.71	0.91	0.69	0.33	0.44	0.69	0.86	7.60%
	2005	0.58	0.59	0.61	0.87	0.49	-0.02	0.25	0.17	0.35	0.75	0.55	0.36	5.69%
	2006	0.59	0.41	0.43	0.21	0.1	-0.21	0.19	0.05	0.21	0.33	0.31	0.48	3.14%
	2007	0.44	0.44	0.37	0.25	0.28	0.28	0.24	0.47	0.18	0.3	0.38	0.74	4.45%
	2008	0.54	0.49	0.48	0.55	0.79	0.74	0.53	0.28	0.26	0.45	0.36	0.28	5.90%
	2009	0.48	0.55	0.2	0.48	0.47	0.36	0.24	0.15	0.24	0.28	0.41	0.37	4.31%
	2010	0.75	0.78	0.52	0.57	0.43	0	0.01	0.04	0.45	0.75	0.83	0.63	5.90%
	2011	0.83	0.8	0.79	0.77	0.47	0.15	0.16	0.37	0.53	0.43	0.52	0.5	6.50%
	2012	0.56	0.45	0.21	0.64	0.36	0.08	0.43	0.41	0.57	0.59	0.6	0.79	5.83%
2013	0.86	0.6	0.47	0.55	0.37	0.26	0.03	0.24	0.35	0.57	0.54	0.92	5.91%	
2014	0.55	0.69	0.92	0.67	0.46	0.4	0.01	0.25	0.57	0.42	0.51	0.78	6.40%	
Média:													6.45%	

Tabela 2 – Evolução de tarifas de energia elétrica e do IPCA (Adaptado de Nakabayashi, 2015)

Período:	1995 - 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	1995 - 2014
Residencial	19.4%	2.5%	-15.3%	16.9%	10.3%
Comercial	15.4%	2.3%	-13.1%	19.3%	8.7%
Industrial	13.5%	4.8%	-13.3%	24.5%	9.7%
Tarifa média	16.0%	3.3%	-13.2%	17.8%	9.6%
IPCA	7.6%	5.1%	5.9%	6.4%	6.5%

A separação por períodos se deve a comportamentos discrepantes na evolução da tarifa, nomeadamente 1995-2004 e 2013-2014 com crescimento bastante acima da inflação, 2005-2012 com crescimento abaixo da inflação e 2012-2013 com uma redução da tarifa a partir da Medida Provisória 579, onde houve renovação antecipada de concessões dos ativos de geração de energia (NAKABAYASHI, 2014).

O valor médio do reajuste anual tarifário para o período completo ficou em 9,6% para todos os tipos de consumidor. O valor médio de reajuste para a classe comercial, na qual se enquadra o projeto em estudo nesta monografia, ficou em 8,7%.

2.4 Políticas de Incentivo

É ação costumeira dos governos implementarem políticas de incentivo fiscal, visando o aporte de capitais em determinado segmento da economia, através de diminuição de impostos. Mesmo que essas medidas representem diminuição na arrecadação per capita, o governo pode entender que o *trade-off* é benéfico para a sociedade de outras formas, ou então pode haver o entendimento que, com o aquecimento da economia no setor beneficiado, a arrecadação deve aumentar em termos absolutos (MANKIW, 2014).

No caso da energia solar fotovoltaica, é lógico compreender que há um *trade-off* positivo para a sociedade na medida em que a fonte entra para competir com outras não-renováveis e de maior potencial poluidor, como o carvão, esperando-se assim que a matriz energética do país caminhe cada vez mais no sentido do predomínio de fontes renováveis e limpas, ainda que se pague um pouco mais caro pela unidade de energia produzida.

É interessante ressaltar que a experiência com energia eólica apresentou resultados muito positivos, com a concessão de incentivos apenas durante os primeiros anos. O PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído em 2004 pelo MME, alavancou os investimentos em fontes renováveis, como eólica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), além da biomassa. Sua meta era a instalação de 3,3 GW de capacidade junto ao Sistema Interligado Nacional – SIN, contratados pela ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. em contratos celebrados por 20 anos a partir da data de início de operação. Assim, 144 empreendimentos foram contratados, sendo 54 deles usinas eólicas, somando 1 191,24 MW de potência instalada. Antes do Programa, apenas 22

MW de energia eólica estavam instalados no país (Fonte: Ministério de Minas e Energia). Atualmente, a indústria de energia eólica está estabelecida no país, movimentando a economia de diversos estados sem a necessidade de novos incentivos. Analogamente, conforme disserta Landeira (2013), é possível que a abertura de leilões de energia específicos para usinas de fonte solar fotovoltaica atraiam fabricantes e investimentos para o país, melhorando com isso também as condições para investimento em GD solar fotovoltaica.

Mais recentemente, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de Abril de 2012, foi implementado para sistemas de micro e minigeração o sistema de compensação de energia, ou *netmetering*, que estabelece que o consumo referente à energia ativa seja faturado pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada no ciclo de cobrança. Caso a energia injetada exceda a energia consumida, isso permite ao pequeno produtor gerar créditos a partir da energia excedente gerada e injetada na rede. Estes créditos podem ser utilizados posteriormente, em períodos que o consumo exceder a geração, e ficam disponíveis por 36 meses após a data do faturamento. A energia passa a ser medida por um medidor bidirecional, isto é, além de medir a energia consumida, mede também aquela injetada na rede. De acordo com Goetzberger (2005), o sistema *netmetering* obtém mais sucesso em realidades onde a tarifa da energia elétrica é alta, justificando assim o alto investimento em um SFCR feito pelo consumidor.

Destaca-se que a Resolução prevê um valor mínimo a ser cobrado do consumidor, sendo para o consumidor do grupo A (alta tensão) o valor referente à demanda contratada, e para o grupo B (baixa tensão), o custo de disponibilidade para o consumidor, disposto pela Resolução ANEEL nº 456/2000 como:

- Valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh para sistema monofásico ou bifásico a dois condutores;
- Valor equivalente a 50 kWh para ligação bifásica a três condutores; e
- Valor equivalente a 100 kWh para ligação trifásica.

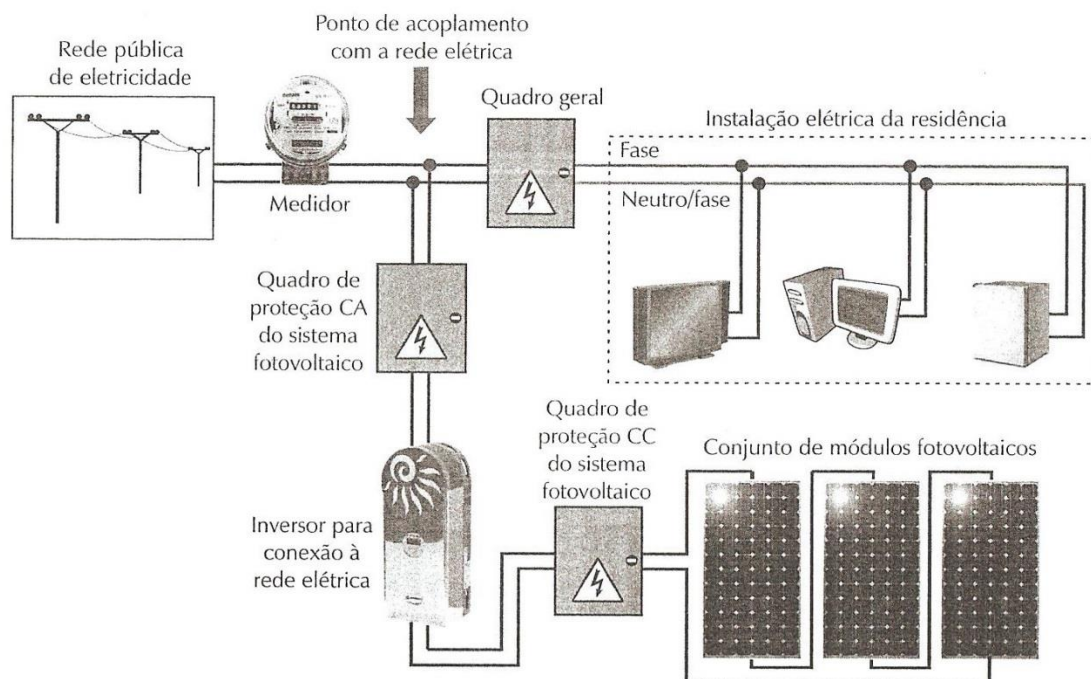


Figura 9 – Esquema de SFCR, sendo que no sistema 'netmetering' empregado no Brasil, o medidor é bidirecional (VILLALVA, 2012)

- O teto da potência instalada para enquadramento em microgeração passa para 75 kW;
- Para enquadramento em minigeração, a potência instalada máxima passa de 1 MW para 5 MW;
- O prazo de validade dos créditos passa de 36 para 60 meses, sendo possível utilizá-los para compensar o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular em outro local que não o da geração, desde que na área de atendimento da mesma distribuidora;
- Possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios: a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;
- "Geração compartilhada": possibilita que diversos interessados se unam em um consórcio ou cooperativa, instalem micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados;
- Medidas para agilizar o processo de regularização:
 - Serão instituídos formulários padrão para realização de solicitação de acesso pelo consumidor.

- O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, será reduzido de 82 para 34 dias.
- Ainda, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet;

A ANEEL vêm gradativamente implementando iniciativas para concretizar sua previsão de que cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir a sua própria energia até 2024, totalizando 4,5 GW de potência instalada. Na data desta revisão e após a publicação da resolução 482 em 2012, haviam sido instaladas 1285 centrais geradoras, sendo 1233 (96%) com a fonte solar, 31 eólicas, 13 híbridas, 6 a biogás, 1 a biomassa e 1 hidráulica.

Além disso, outra política de incentivo, esta de forma mais indireta, se dá por meio da desoneração fiscal na aquisição de módulos fotovoltaicos nas alíquotas de IPI e ICMS.

3 Metodologia

Para a realização de uma análise de investimento, é fundamental que o projeto técnico esteja bem dimensionado e otimizado para a realidade específica do local. Sendo assim, visando o melhor aproveitamento do espaço e dos recursos disponíveis, e o melhor compromisso entre a maior produção energética e o menor custo de investimento, serão apresentados a seguir o projeto técnico, os aspectos econômicos característicos deste caso e os cenários avaliados para obtenção dos resultados, a partir da variação de parâmetros chave do projeto. Para condução da análises de viabilidade econômica, portanto, foi utilizado como estudo de caso um projeto técnico de 48 kWp de potência nominal instalada, descrito brevemente na seção 3.1.

3.1 Projeto técnico

O cliente do projeto em questão é uma entidade comercial com sede no município de Três Coroas, na Serra do Estado do Rio Grande do Sul, porção Nordeste do Estado. O prédio onde serão dispostas as placas será construído no início de 2016, e a instalação das placas se dará concomitantemente à construção. É um consumidor em rede trifásica de baixa tensão, em 220V. As placas serão dispostas em um espaço limitado de dois telhados. Com o espaço físico disponível, não é possível dimensionar o sistema para suprir todo o consumo esperado do local, e sim apenas parte dele. Para este caso, portanto, o dimensionamento foi feito objetivando maximizar a energia produzida em uma área útil total de 300 m², procurando otimizar a disposição espacial, a inclinação em relação ao plano horizontal e o melhor espaçamento entre as fileiras de módulos.

Os softwares utilizados para dimensionamento, cálculos e desenhos dos projetos foram o PVSYST V6.22, o Microsoft Excel e o Google SketchUp. A densidade de energia média (irradiação global horizontal) no local é de 1696 kWh/m²/ano, com o pico de irradiância solar incidente ocorrendo entre Novembro e Janeiro. A fonte utilizada para coleta de dados meteorológicos foi o Meteonorm 7.1, obtidos a partir do site Meteotest (<http://www.meteotest.ch>), e utilizados para simulação no software PVSYST V6.22. Na figura 10, pode-se verificar os dados utilizados.

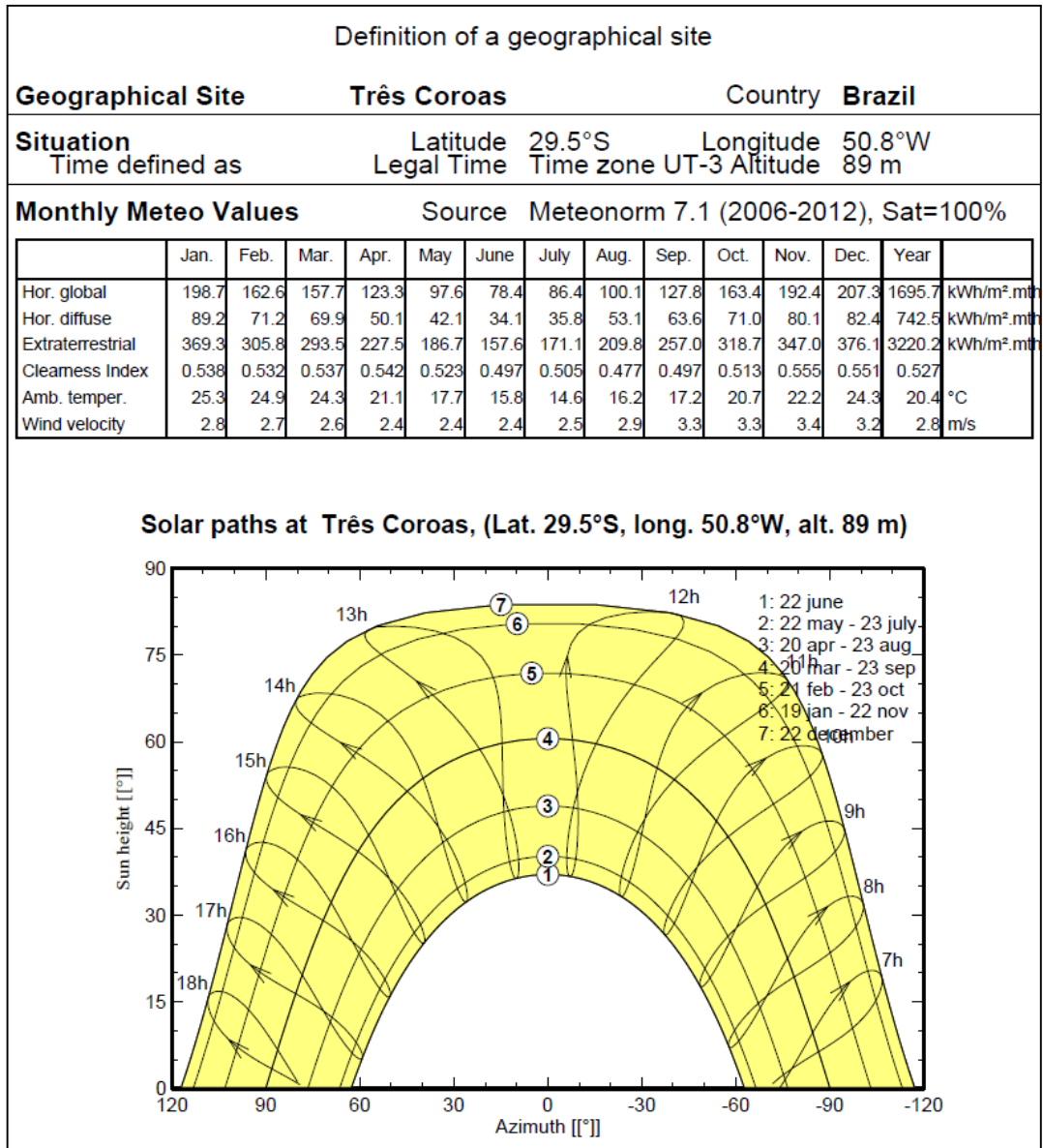


Figura 10 – Dados meteorológicos para o município de Três Coroas

Para esta cidade, por estar no hemisfério Sul, a orientação recomendada é que os painéis estejam com a face virada para o Norte geográfico, melhorando assim o aproveitamento da luz solar ao longo do dia (VILLALVA e GAZOLI, 2012). Ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal maiores favorecem maior rendimento no inverno, enquanto ângulos menores propiciam maior rendimento no verão.

As placas solares utilizadas são do fabricante Hareon Solar, modelo HR-260P-18/Bb, com potência nominal de 260 Wp. Os inversores selecionados para o projeto são fabricados pela Fronius, sendo 2 inversores trifásicos, modelo Symo 20.0-3-M, e 1 monofásico modelo Primo 5.0-1.

O projeto final otimizado, após elaboração e comparação de 4 opções de *layout* diferentes, foi dimensionado com 3 *arrays* (arranjos):

- 4 *strings* de 22 módulos em série nas entradas “A” de ambos os inversores Fronius Symo 20.0-3-M, totalizando 22,88 kWp;
- 4 *strings* de 19 módulos nas entradas “B” de ambos os inversores Fronius Symo 20.0-3-M, somando 19,76 kWp;
- 2 *strings* de 10 módulos cada conectados ao inversor de 5 kW Fronius Primo 5.0.1, totalizando 5,20 kWp.

A potência nominal global é de 47,84 kWp em painéis solares, em uma área de placas de aproximadamente 300 m², enquanto a potência nominal total na saída dos inversores é de 45 kWp.

O sistema foi dimensionado com esta configuração para o inversor Fronius Symo 20.0-3-M pois ele possui 2 entradas “A”, que representam 55% da potência no MPPT, enquanto as entradas “B” somam 45% da potência. Assim, a simulação apontou produção energética ótima com um número de placas ligeiramente superior na entrada “A” em relação à entrada “B”, lembrando que o número de placas ligadas em série na entrada influencia na tensão e, em última análise, no ponto de máxima potência do conjunto placas-inversor.

A inclinação das placas no telhado de maior área disponível foi definida como 10 graus em relação ao plano horizontal. Isso pois, ainda que a inclinação ótima esteja em aproximadamente 25 graus, uma menor inclinação diminui o efeito de sombreamento e, assim, possibilitou a adição de mais uma fileira de placas no local. O ganho de produção energética com o aumento do número de placas mostrou-se vantajoso para o cliente. No telhado menor, a inclinação foi definida como 30 graus, um pouco maior que a inclinação ótima para a produção global anual, visando maximizar o rendimento do sistema no inverno, quando maiores inclinações representam maior rendimento. Assim, procura-se diminuir a variação sazonal na geração de energia.

A média de produção energética anual esperada para o layout escolhido, segundo simulação no PVSYST, ficou em 69250 kWh/ano. Os resultados de simulação podem ser encontrados com mais detalhes no Apêndice 2.



Figura 11 – Modelo 3D de SFCR de 48 kWp em Três Coroas/RS (Fonte: EPI Energia)

3.2 Considerações sobre impostos, tarifa, Bandeiras Tarifárias e o consumidor de classe comercial

Para este trabalho, desconsiderou-se o efeito das Bandeiras Tarifárias, sistema que entrou em vigor no ano de 2015 onde o consumidor paga uma tarifa adicional de acordo com o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras no período vigente, por motivo de simplificação dos cálculos do modelo econômico, bem como o fato de representar uma parcela pequena da despesa do cliente comercial com energia elétrica.

Ainda que exista um regime de contratação de energia onde o cliente paga uma tarifa diferenciada de acordo com o horário de consumo (as chamadas hora de ponta e fora de ponta), o cliente interessado no projeto em questão paga uma tarifa única, portanto esse efeito foi desconsiderado no estudo.

Também foi desconsiderado o efeito da alíquota de ICMS incidente sobre a parcela de energia que é proveniente da rede, paga pelo consumidor quando ele utiliza seus créditos pela energia produzida excedente, pois atualmente cinco estados – nomeadamente São Paulo, Goiás, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Minas Gerais – aderiram à política de isenção de ICMS para essa situação. Espera-se que os demais estados caminhem na mesma direção, como medida de incentivo à expansão

da GD no país. Além disso, como exposto na figura 12, a curva de carga do consumidor comercial médio favorece o autoconsumo para o caso do produtor de energia solar fotovoltaica. No caso de autoconsumo, a energia utilizada não é contabilizada pela concessionária, não havendo geração de créditos nem cobrança de tarifa e ICMS, portanto.

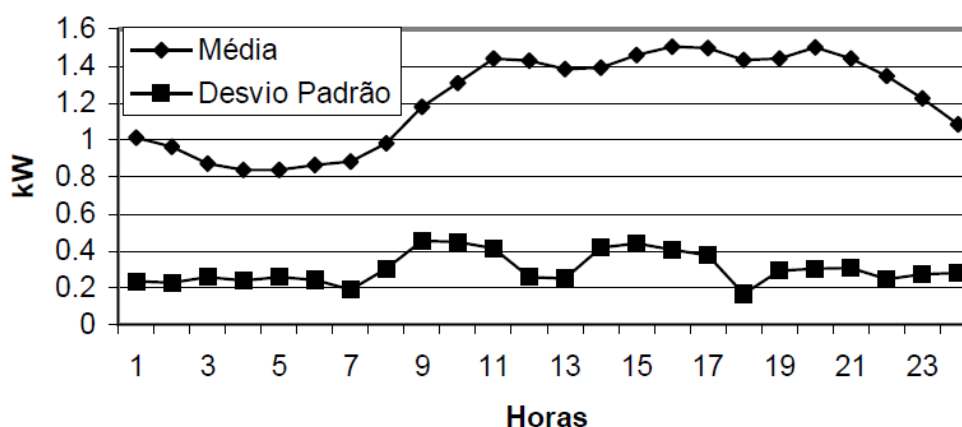


Figura 12 – Curva de carga parametrizada representativa de consumidores comerciais
(Fonte: FRANCISQUINI, 2006)

Segundo a curva de carga acima (FRANCISQUINI, 2006), nota-se que estabelecimentos comerciais possuem uma característica que favorece a implementação de um sistema fotovoltaico mesmo sem isenção de ICMS sobre os créditos de energia, pois a maior parte do consumo é durante o dia, justamente no período de incidência solar e produção de energia pelo sistema. Portanto, havendo grande contribuição de autoconsumo no consumo total do cliente, o custo com ICMS será muito pequeno, sendo desconsiderado no presente trabalho. Recomenda-se, não obstante, em estudos posteriores e para outro perfil de gerador/consumidor (como o residencial), uma análise mais criteriosa sobre o efeito da incidência de ICMS nos créditos de energia, já que o mesmo representa 25% do valor da tarifa e deve impactar significativamente na análise de viabilidade.

3.3 Engenharia econômica

3.3.1 Fluxos de caixa

A análise de viabilidade econômico-financeira do projeto será feita para um período de 26 anos, através de uma série de fluxos de caixa para cada um dos cenários avaliados. No primeiro período (período zero), considera-se que será feito

um investimento inicial, mas o usufruto dos benefícios do investimento começarão a ocorrer a partir do segundo (período um). Esse horizonte de análise foi escolhido pois, além de ser um prazo comum para investimentos em energia, a garantia dos fabricantes de painéis costuma variar entre 20 e 25 anos. Genericamente, pode-se entender a configuração dos fluxos de caixa a partir da tabela a seguir:

Tabela 3 – Fluxo de caixa genérico para projeto de SFCR

Período (ano)	0	1	2	...	25
Fluxo de caixa	- Investimento inicial	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas
	= Balanco líq.	= Balanco líq.	= Balanco líq.	= Balanco líq.	= Balanco líq.

O balanço líquido é a soma das receitas (valores positivos) com as despesas (valores negativos) ocorridas em cada período. O primeiro período é onde ocorre o desembolso pela concepção e instalação do projeto, e como o sistema ainda não está construído e operando, não há receitas ou despesas com O&M – apenas um investimento inicial.

Apesar de as receitas e despesas ocorrerem em base mensal, a estimativa de produção energética é anual, para redução de incertezas com sazonalidade. Assim, a variabilidade esperada nas receitas mensais é mais significativa que na receita acumulada para 12 meses, e portanto optou-se pela avaliação dos resultados acumulados em períodos de um ano.

3.3.2 Receitas

As receitas para os fluxos de caixa são proporcionais à tarifa de energia, já que o benefício para o consumidor ao instalar um SFCR é justamente o montante que ele deixa de pagar à concessionária por estar gerando a própria energia.

Na data de 01 de Outubro de 2015, a tarifa cobrada pela distribuidora local referente apenas à energia ativa, descontando-se a tarifa por iluminação pública e por efeito de bandeiras tarifárias, é de R\$ 0,60678.

Denominou-se receita líquida o benefício anual experimentado pelo cliente devido ao montante que o mesmo deixa de pagar à concessionária local por estar gerando sua própria energia. Ressalta-se que, no caso de autoconsumo, esta não é

propriamente uma receita, e sim um custo que o cliente elimina de suas obrigações ao gerar energia e consumi-la antes mesmo de injetá-la na rede.

O reajuste das tarifas de energia foi estipulado em 8,7% ao ano para o cenário base, de acordo com o histórico de reajuste desde 1994, conforme discutido na seção 2.3.2.

3.3.3 Despesas

A primeira despesa esperada corresponde à operação e manutenção (O&M) do SFCR. Estipulou-se que para cada período, 1% do valor do investimento inicial será reservado para tal finalidade. O modelo estipula que os custos com O&M sofrem reajuste a cada ano de acordo com o IPCA estimado para o período.

Considerando o disposto na seção 2.3.2 e a constatação que o Brasil experimenta o início de um ciclo de alta na inflação, o valor utilizado neste estudo será exatamente o teto da meta inflacionária e a média histórica do IPCA acumulado: 6,5%.

Estipulou-se, também, que a cada período um valor equivalente a 1% da receita líquida será reservado para eventuais despesas de outra natureza com o sistema, não contempladas por O&M, como por exemplo a troca de inversores.

Também, para o caso de alavancagem, é necessário considerar as amortizações e despesas financeiras decorrentes do pagamento do empréstimo.

Outras premissas que foram utilizadas e merecem destaque pois afetam desempenho e/ou viabilidade econômica do sistema são as seguintes:

- Foi estipulado um valor de perda de rendimento do sistema de 0,2% a cada ano, em média, conforme indicado pela literatura e pelos próprios fabricantes (KALOGIROU, 2013).
- A incidência de impostos sobre a energia utilizada em momentos de balanço líquido negativo foi desconsiderada para este caso por diversos motivos, sendo alguns deles:
 - Como mostra a curva de carga característica dos consumidores comerciais, segundo a figura 11, os momentos de grande consumo energético da classe são durante o dia, concomitantemente à

geração de energia pelo sistema fotovoltaico. Sendo assim, a parcela de autoconsumo é predominante.

- Espera-se que, em um futuro próximo, os outros Estados do Brasil sigam a tendência dos pioneiros SP, GO, PE, RN e MG, e isentem o consumidor da alíquota de ICMS quando da utilização dos créditos obtidos.
- Considerando que o sistema é limitado pelo espaço físico disponível, o sistema não foi dimensionado para suprir todo o consumo da unidade, e sim parte dele. Portanto, espera-se que nos momentos de maior consumo não haja energia excedente para ser injetada na rede (exceto fins-de-semana e feriados, quando a unidade comercial terá consumo bastante reduzido).

3.4 Cenários e sensibilidade do modelo à variação de parâmetros

Para minimizar as incertezas na tomada de decisão, geralmente trabalha-se com diferentes cenários, variando parâmetros que devem impactar significativamente a atratividade do projeto.

Inicialmente, avalia-se o investimento com base nos parâmetros com os quais de fato a negociação se deu, isto é, com os valores orçados em Outubro de 2015, com o cliente aportando 100% do capital. Esse cenário será o de número 1.

A TMA adotada para o caso de 100% do investimento ser feito com capital próprio (*equity*) foi o valor da taxa básica de juros, a SELIC, pois a rentabilidade de alguns investimentos de renda fixa de baixo risco – cita-se aqui como exemplo os títulos do Tesouro Direto denominados Tesouro Selic, que são as antigas LFTs – possuem remuneração indexada ao valor da SELIC (Fonte: *site* do Tesouro Direto, 2015). Ainda que uma alternativa natural a ser considerada seja o investimento do capital no seu próprio negócio pelo empresário, esta foi desconsiderada pois o risco associado a essa alternativa, bem como a incerteza na taxa de retorno são elevados.

A partir dos valores iniciais de CAPEX e evolução da tarifa, avaliou-se também duas opções de alavancagem, uma com um custo de capital mais alto (Cenário 5), e

outra com um custo reduzido (Cenário 9). Cada um desses cenários será denominado “**cenário base**” para sua respectiva opção de alavancagem.

A partir destes cenários iniciais, aplicou-se uma variação de 15% em um de três possíveis parâmetros, mantendo os outros dois constantes. Essas variáveis serão discutidas a seguir.

3.4.1 Variação no custo de capital

Para o caso de projeto com financiamento, calcula-se o custo ponderado do capital – WACC, discutido anteriormente, levando-se em conta o custo de oportunidade do investidor e o custo financeiro imposto pela instituição financiadora. Foram avaliadas hipóteses para diferentes taxas de juros:

1. Taxa pré-fixada em 2,3% a.m. (equivalente a 31,37% a.a.), com prazo de pagamento de 5 anos, sendo esta opção oferecida por um grande banco privado brasileiro
2. Taxa pós-fixada em Taxa SELIC + 6% para financiamento também de 5 anos. Com a Taxa SELIC em 14,25% em Novembro/2015 (Fonte: Banco Central), a taxa de juros para esta opção fica em 20,25% a.a., ou 1,55% a.m.
 - o Esta taxa foi estipulada levando-se em conta que será possível conseguir financiamento através do programa BRDE Energia, criado em Julho de 2015 (Fonte: *site* do BRDE e apresentação em evento na AHK – câmara Brasil-Alemanha, 2015).

Foi estipulado que a instituição financeira aportará 70% do custo do projeto, enquanto 30% deverá ser aportado pelo cliente (*equity*). Este é um valor comumente adotado para diversos tipos de investimento. O BNDES, por exemplo, admite participação máxima de 70% do valor do projeto em seu financiamento através da linha de crédito FINAME para grandes projetos de geração de energia elétrica eólica e fotovoltaica (Fonte: *site* do BNDES – FINAME).

O custo de capital para as 3 hipóteses (100% *equity* e taxas de juros de 2,3% a.m. e 1,6% a.m.) será avaliado também com variação de 15% para cada um dos casos, a fim de aferir a sensibilidade do modelo a essa variação. Para os casos de

70% de alavancagem, o custo de capital do *equity* será mantido em 14,25%, variando apenas a taxa de juros, de maneira que o WACC apresente um valor de 115% do estipulado inicialmente.

Todo cenário com variação de 15% no WACC será denominado “**pessimista WACC**” nas tabelas e nos resultados apresentados no trabalho.

Uma consideração importante a ser feita é que a literatura consultada recomenda utilizar o WACC simplesmente ponderando os custos de capital das diferentes fontes, e esse foi o método utilizado para os cálculos. Porém, em casos onde os prazos de financiamento e o horizonte de análise do projeto são diferentes, idealmente utilizar-se-ia duas taxas de desconto diferentes: uma até que o credor seja remunerado (através do pagamento de juros pelo cliente), e outra considerando apenas o retorno esperado para a parcela de *equity*, a partir do momento em que o empréstimo foi amortizado e os juros foram pagos. Também, isso acarretaria uma mudança no critério de tomada de decisão de TIR, pois o WACC calculado pela equação 4 (e com a qual a TIR será comparada) não seria a taxa de desconto utilizada durante todo o período, adicionando mais complexidade à utilização adequada dessa figura de mérito.

3.4.2 Variação no CAPEX – Valor do Investimento inicial

Em termos absolutos, o maior valor a aparecer nos fluxos de caixa é o investimento inicial, sendo dessa maneira um importante parâmetro a ser avaliado.

Levando-se em conta que o preço das placas vem diminuindo constantemente nos últimos anos, conforme a figura 13 onde pode-se observar a evolução dos preços médios parametrizados por Watt de capacidade, dois cenários foram avaliados para estimar a influência do CAPEX:

1. R\$ 273.000,00
 - Valor orçado para o projeto em Outubro/2015
2. R\$ 232.050,00
 - 85% do valor orçado para o projeto em Outubro/2015

Com isso, pode-se avaliar o impacto que uma diminuição de 15% no valor do investimento representa para o cliente. Todo cenário considerando essa diferença de 15% no CAPEX será denominado “**otimista CAPEX**” ao longo do trabalho.

Uma redução no preço poderia ocorrer através de melhores condições junto aos fornecedores de insumos ou ao optar-se por esperar para efetuar a compra e instalação do sistema fotovoltaico em um momento mais oportuno, contando com uma queda nos preços no futuro – sujeitando-se, em contrapartida, também ao risco de uma elevação nos preços, por exemplo por flutuações na taxa de câmbio.

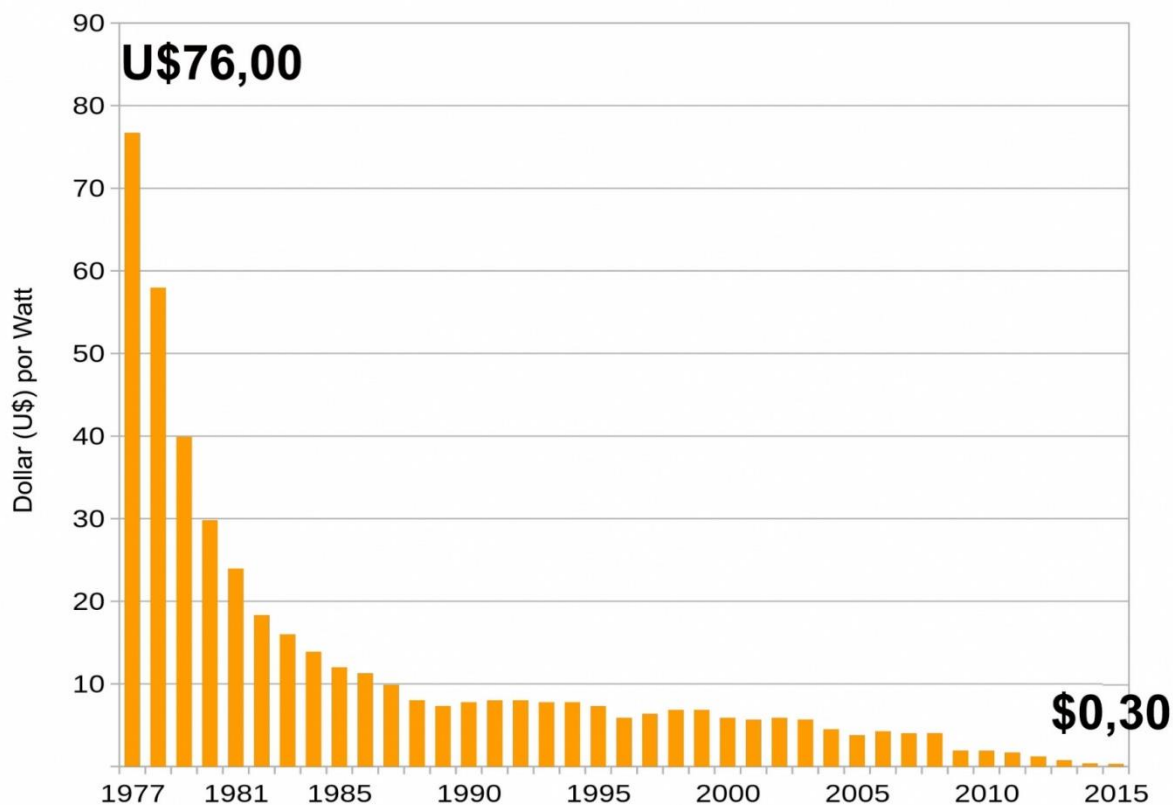


Figura 13 – Evolução dos preços médios de placas fotovoltaicas. Fonte: Portal Solar, adaptado de Bloomberg (1977-2013) e de EnergyTrend.com (2014-2015)

3.4.3 Variação na evolução anual média da tarifa de energia

Duas hipóteses foram consideradas para o aumento médio do valor da tarifa:

1. Aumento de 8,7% a cada período;
2. Aumento de 10% a cada ano, equivalente a 115% do valor inicial.

Denominou-se o segundo cenário como “**otimista tarifa**” já que, se por um lado o aumento da tarifa traz um impacto negativo para o consumidor em geral, para o cliente interessado em gerar energia o efeito é positivo, pois sua economia em consumo de eletricidade é maior, melhorando os indicadores econômicos do investimento.

Não será considerada hipótese com reajuste tarifário abaixo da inflação ou da média histórica por diversos motivos, dentre eles o fato de que há cada vez menos grandes usinas hidrelétricas de grande porte sendo construídas, sendo que a energia mais barata disponível é proveniente desses empreendimentos, e também pois as usinas construídas no futuro devem ter um custo mais elevado de instalação do que no passado, principalmente por restrições e exigências socioambientais para a execução das obras. Esse custo, em última instância, será repassado ao consumidor, salvo a hipótese de o governo conceder algum tipo de subsídio na tarifa, medida essa que não deve se sustentar a longo prazo, como pode se verificar com os dados históricos, já que após um período de modestos reajustes, houve reajustes tarifários expressivos em 2014 e 2015. Apenas nos primeiros 6 meses do ano de 2015, a elevação média da tarifa ficou em 42% (IBGE, 2015).

3.4.4 Relação de cenários avaliados

Em resumo, pode-se entender que o estudo parte de 3 cenários com CAPEX e evolução média do preço da tarifa fixados, sendo um deles sem alavancagem e os outros dois com alavancagem, mas diferentes custos de capital.

Então, para cada um dos três cenários iniciais, três parâmetros sofreram variação de 15%, sendo eles:

- Custo de capital – variação positiva
- CAPEX – variação negativa
- Tarifa de energia elétrica – variação positiva

Os 12 cenários resultantes são resumidos na Tabela 4.

A tomada de decisão será por investir em determinada alternativa quando os critérios anteriormente discutidos (VPL, TIR e *payback*) forem satisfeitos, isto é:

- VPL maior que zero;
- TIR maior que o custo de capital; e
- *Payback* menor que o tempo de garantia dado pelos fabricantes para os módulos solares.

Tabela 4 – Resumo dos 12 cenários avaliados

		Variáveis	Alavancagem (em % do CAPEX)	Taxa de juros do financiamento	WACC	CAPEX - Investimento inicial	Varição anual média na tarifa de energia	
Cenários	1	Sem alavancagem	Base	0%	-	14.25%	R\$ 273,000.00	8.70%
	2		Pessimista WACC	0%	-	16.39%	R\$ 273,000.00	8.70%
	3		Otimista CAPEX	0%	-	14.25%	R\$ 232,050.00	8.70%
	4		Otimista tarifa	0%	-	14.25%	R\$ 273,000.00	10.00%
	5	Com alavancagem, alto custo de capital	Base	70%	2.30%	26.24%	R\$ 273,000.00	8.70%
	6		Pessimista WACC	70%	2.66%	30.18%	R\$ 273,000.00	8.70%
	7		Otimista CAPEX	70%	2.30%	26.24%	R\$ 232,050.00	8.70%
	8		Otimista tarifa	70%	2.30%	26.24%	R\$ 273,000.00	10.00%
	9	Com alavancagem, baixo custo de capital	Base	70%	1.60%	18.96%	R\$ 273,000.00	8.70%
	10		Pessimista WACC	70%	1.88%	21.80%	R\$ 273,000.00	8.70%
	11		Otimista CAPEX	70%	1.60%	18.96%	R\$ 232,050.00	8.70%
	12		Otimista tarifa	70%	1.60%	18.96%	R\$ 273,000.00	10.00%

4 Resultados e Discussão

Uma planilha de avaliação econômico-financeira foi utilizada para avaliar os indicadores econômicos do projeto em questão para os 12 diferentes cenários apresentados no capítulo anterior.

Os indicadores VPL, TIR e *payback descontado* resultantes dos cálculos financeiros são os que seguem, bem como uma sugestão de tomada de decisão para cada cenário entre realizar ou não o investimento:

Tabela 5 – Indicadores e sugestão de tomada de decisão para cada cenário

Cenário #	Descrição cenário	Taxa de juros financ. (a.m.)	WACC	VPL	TIR	Payback	Decisão	
1	Sem alavancagem	Base	-	14.25%	R\$ 221,580.21	22.1%	10 anos	Investir
2		Pessimista WACC	-	16.39%	R\$ 137,952.31	22.1%	12 anos	Investir
3		Otimista CAPEX	-	14.25%	R\$ 225,951.46	22.2%	10 anos	Investir
4		Otimista tarifa	-	14.25%	R\$ 285,365.43	23.4%	10 anos	Investir
5	Com alavancagem (70% CAPEX)	Base	2.30%	26.24%	-R\$ 77,725.76	19.4%	-	Não investir
6		Pessimista WACC	2.66%	30.17%	-R\$ 120,078.08	18.0%	-	Não investir
7		Otimista CAPEX	2.30%	26.24%	-R\$ 75,680.51	19.6%	-	Não investir
8		Otimista tarifa	2.30%	26.24%	-R\$ 61,649.23	21.2%	-	Não investir
9		Base	1.60%	18.96%	R\$ 55,130.60	22.4%	16 anos	Investir
10		Pessimista WACC	1.88%	21.80%	-R\$ 8,473.73	21.2%	-	Não investir
11		Otimista CAPEX	1.60%	18.96%	R\$ 58,209.72	22.6%	15 anos	Investir
12		Otimista tarifa	1.60%	18.96%	R\$ 89,985.65	24.2%	14 anos	Investir

Na tabela 5, valores de VPL negativos e de TIR menores do que o custo de capital estão marcados em vermelho, pois sugerem que o investimento deve ser rejeitado.

Os resultados apontam primeiramente que a opção de financiamento comum que se obtém regularmente em bancos privados (cenários 5 a 8) inviabiliza o investimento, retornando indicadores insatisfatórios. Isso se deve ao fato de, além de as taxas de juro no Brasil serem historicamente elevadas (nesse caso, o cliente paga mais de 30% ao ano), a conjuntura atual é de um ciclo de alta nas taxas de juros, o que inibe o investimento.

Outro resultado importante mostra que a TIR se mostrou mais sensível a uma variação de 15% no aumento médio da tarifa do que a uma variação de 15% no valor do CAPEX ou do custo de capital. Pode se verificar no gráfico da figura 14 que para qualquer opção de alavancagem avaliada, a TIR experimenta a maior variação para

os cenários “otimista tarifa”. Apesar de o investimento inicial sofrer o menor desconto (zero) de todos os 26 fluxos de caixa quando trazidos a valor presente, a variação anual da tarifa imprime um efeito de variação exponencial nos fluxos de caixa futuros.

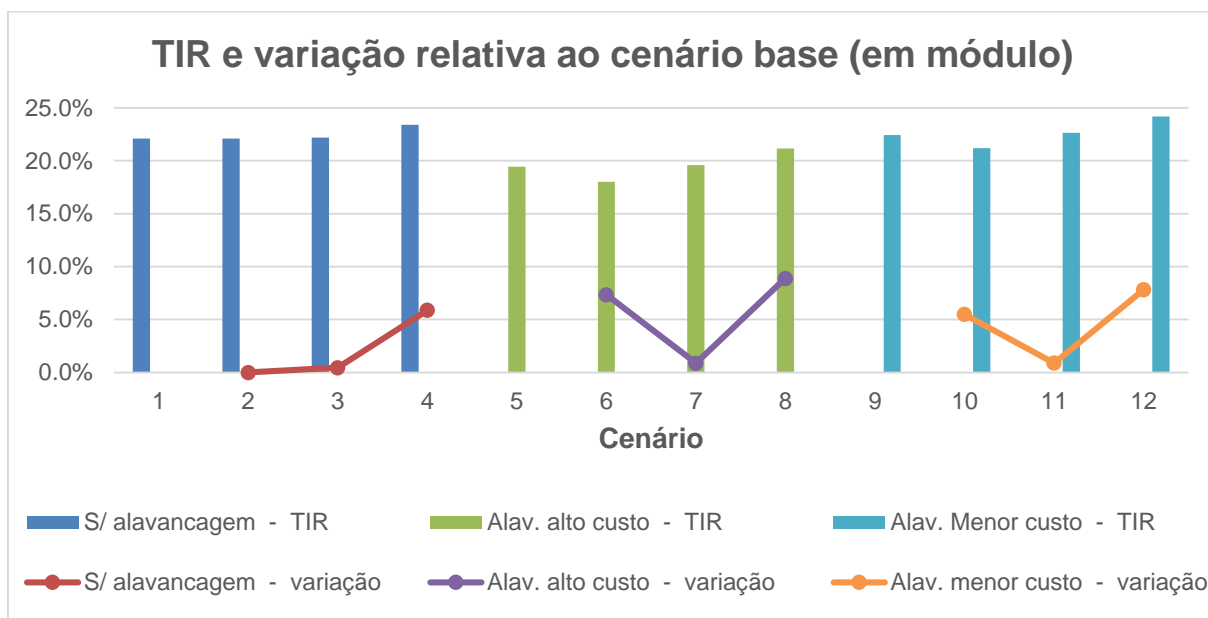


Figura 14 – TIR e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo)

A variável à qual o modelo apresenta maior sensibilidade para VPL e *payback* é o custo de capital (cenários 2, 6 e 10). Uma variação de 15% custo de capital possui um impacto mais significativo em todos os indicadores do que a variação de 15% no CAPEX ou na evolução da tarifa, como pode ser verificado no gráfico apresentado nas figuras 15 e 16. Aqui, cabe a ressalva de que essa hipótese é verdadeira apenas para valores dessa magnitude de despesas, receitas e, principalmente, de taxa de desconto. Para países onde se trabalha com taxas de desconto próximas a zero, é de se esperar que uma variação de 15% no custo de capital não apresente tamanho impacto nos dados de saída do modelo.

A título de exemplo, considerando os cenários com alavancagem de menor custo de capital, o VPL chegou a apresentar variação de 63% para o cenário “otimista tarifa” e de 115% para o cenário “pessimista WACC” em relação ao cenário “base”. Para o cenário “otimista CAPEX”, o mesmo indicador apresentou variação de apenas 6%.

Assim, observa-se que esse modelo de negócio é pouco sensível a uma variação no CAPEX, e uma redução nas taxas de juros de financiamento se mostra

muito mais importante para a viabilização de negócios desse porte do que uma redução no investimento inicial.

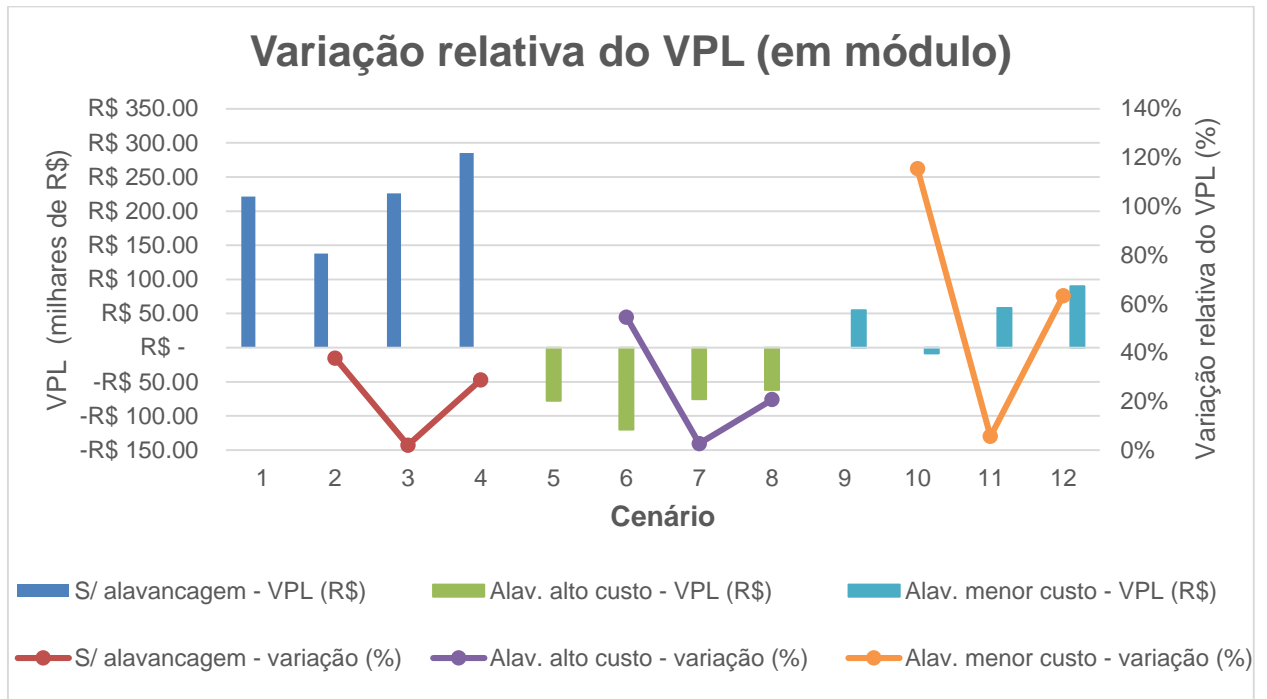


Figura 15 – VPL e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo)

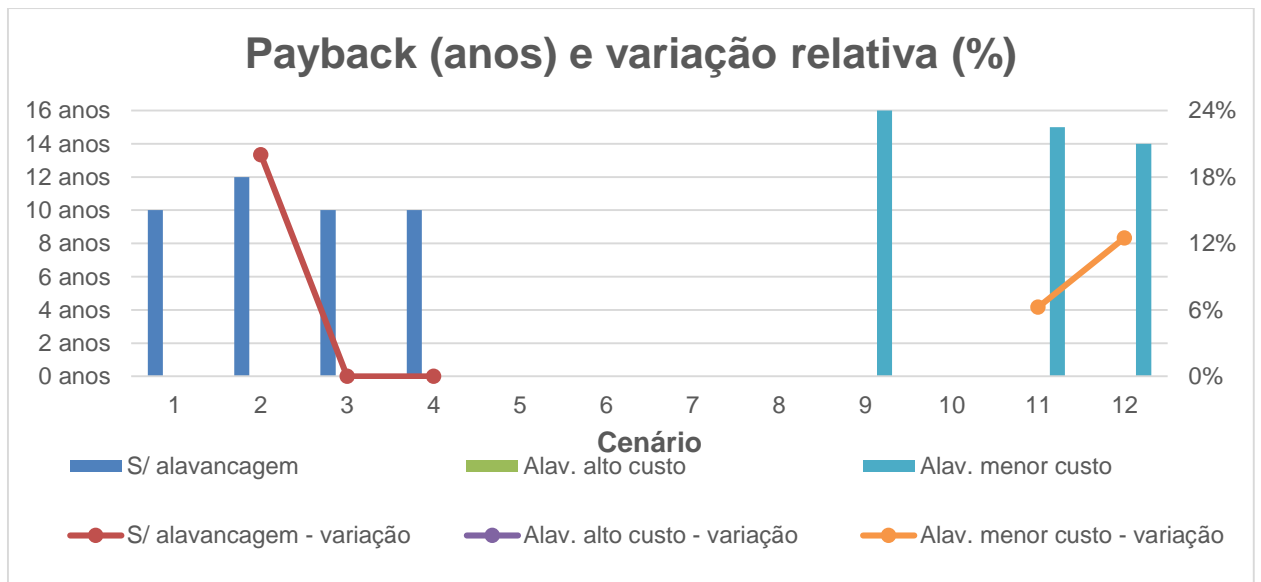


Figura 16 – Payback e variação relativa aos respectivos cenários base (em módulo)

Os valores de *payback* para os cenários avaliados atingiram patamares dentro do esperado para investimentos em energia, que possuem por característica um longo horizonte de tempo até que o investimento inicial se justifique. Porém, ainda que o *payback* tenha ficado abaixo do tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos, cada

cliente pode ter uma visão diferente quanto à atratividade dos valores. Enquanto períodos de 14 a 16 anos podem ser razoáveis para um perfil de investidor, outro pode descartar o investimento, ainda que os valores de VPL apresentados sejam positivos.

Ainda, a análise para uma taxa de juros subsidiada através de um banco de desenvolvimento apresentou resultados positivos, semelhantes aos cenários onde não se utilizou financiamento bancário, em 3 dos 4 cenários testados – exceto para o cenário 10, que apresenta uma taxa de juros sensivelmente menos atrativa. Isso indica que a criação de linhas de crédito especiais para SFCR, clientes com menor capacidade de investimento poderiam considerar a opção do uso de energias limpas ao se alavancarem, minimizando o comprometimento acentuado de seus fluxos de caixa no curto prazo, ao transformar uma despesa imediata e única de grande valor em diversas despesas de menor valor ao longo do tempo.

Por fim, cabe ressaltar que esses resultados devem ser contextualizados e interpretados com certo cuidado. Conforme os estudos de Nakabayashi (2014) e Landeira (2013), a grande discrepância na tarifa de energia cobrada de uma concessionária para outra e na irradiância solar em diferentes locais do país podem representar fatores decisivos para a viabilização de projetos de SFCR. Também, os resultados podem ser considerados representativos apenas para as condições macroeconômicas do Brasil atualmente, que apresentam elevadas taxas de juros. Para outros países ou realidades onde o custo de capital seja consideravelmente menor, é de se esperar um aumento considerável da importância da evolução na tarifa de energia e do investimento inicial na análise de viabilidade.

5 Conclusões

Uma série de fatores como: a evolução tecnológica; a tendência de queda de preços de equipamentos enquanto a tarifa de energia tende a subir; e as políticas de incentivo que começam a surgir no Brasil vêm tornando o investimento em SFCR cada vez mais atrativos para o consumidor, especialmente os de médio e grande porte.

Os dois parâmetros que apresentaram maior impacto nos resultados da análise de investimento foram o custo de capital e a evolução média do preço da tarifa de energia pago pelo consumidor.

Dentre as diversas políticas de incentivo que podem ser adotadas, os resultados do presente trabalho mostram que a criação de linhas de financiamento especiais para SFCR pode viabilizar a instalação de um maior número de projetos e alavancar uma popularização em ritmo exponencial da geração distribuída, já que as taxas de juros médias praticadas pelos bancos atualmente tornam o investimento proibitivo.

Ainda, os resultados de avaliação econômica seguem alinhados com o observado por Landeira (2013), que conclui em seu estudo que o sistema de *netmetering* homologado pela ANEEL não é capaz de, sozinho, viabilizar a implementação em larga escala de SFCR na maioria dos locais no Brasil, considerando as tarifas de energia, preços de módulos e inversores e linhas de crédito disponíveis atualmente.

Sugere-se, portanto, em um primeiro momento, a implementação de linhas de crédito que contemplem a realidade de consumidores comerciais e industriais, já que nesses casos:

- O volume do investimento é maior, na média, do que para o caso de consumidores residenciais;
- Geralmente, consumidores com esse perfil dispõem de melhores condições tanto para aporte de capital como para o oferecimento de garantias junto aos credores;
- Ainda, esses clientes provavelmente apresentam maior embasamento técnico para verificação da atratividade do investimento, já que as empresas

costumam possuir um departamento financeiro especializado –dispondo, portanto, de recursos humanos com um nível de educação financeira maior do que a média da população e dos clientes residenciais.

Ainda, apontam-se como limitações desse trabalho a ausência de outros perfis de consumidor e de parâmetros de importante impacto nos fluxos de caixa na avaliação de cenários. Cita-se aí o perfil residencial e o industrial, a existência de tarifas muito discrepantes para horários de ponta e fora de ponta, e a ausência de uma análise de sensibilidade para uma faixa abrangente de variação dos parâmetros.

6 Sugestões para trabalhos futuros

É interessante ressaltar que, em uma economia instável como é a do Brasil na conjuntura atual, as análises de longo prazo possuem um importante grau de incerteza associado, e sugere-se para um próximo estudo a avaliação de variáveis não analisadas nesse trabalho, já que estas talvez apresentem maior impacto nos indicadores econômicos, o que apontaria tomadas de decisão distintas em relação ao investimento em sistemas fotovoltaicos. Em especial, sugere-se a avaliação de cenários em que há variação da taxa de câmbio, que experimentou uma forte valorização do dólar perante o real nos últimos 12 meses, flutuando de cerca de R\$ 2,60 em Dezembro de 2014 até cerca de R\$ 3,80 em Dezembro de 2015. Uma variação nesse parâmetro foi descartada por diversos motivos, sendo um deles o fato de não representar uma variável específica do setor energético, e sendo assim não é plausível esperar políticas de incentivo nesse sentido.

Também, a avaliação de outros perfis de consumidor, por exemplo aqueles que experimentam grande variação na tarifa em horário de ponta e fora de ponta, ou consumidores do grupo A que devem pagar uma demanda contratada, parcela que não pode ser abatida da conta com um SFCR.

Ainda assim, uma série de tendências da história recente discutidas nesse estudo indicam que o investimento em geração distribuída deve experimentar um crescimento exponencial na próxima década, bastando que a sociedade e os governos, em conjunto com as instituições financeiras, continuem buscando alternativas de incentivo às fontes renováveis e limpas de geração de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. **Resolução normativa nº 414/2010**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em 25 Nov 2015
- ANEEL. **Resolução normativa nº 456/2000**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2000456.pdf>. Acesso em 25 Nov 2015
- ANEEL. **Resolução normativa nº 482/2012**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 10 Nov 2015
- ASSAF NETO, A., **Matemática financeira e suas aplicações**, 12ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 2012.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Ata da 195ª reunião do COPOM**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOM195/>>. Acesso em 01 Dez 2015.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Metas para inflação**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?METASNORMA>>. Acesso em 01 Dez 2015.
- 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**. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.
- BNDES. **Infraestrutura/Energia – Linhas de financiamento para geração eólica e solar em leilões de novembro de 2015**. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/leilao_eolica_solar_nov_2015.html>. Acesso em 15 Nov 2015
- BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-normaatualizada-pe.html>>. Acesso em 01 Nov 2015.
- BRDE. Notícias: **Parceria BRDE e FIEP viabiliza projetos de eficiência energética no setor industrial**. Disponível em: <<http://brde.com.br/index.php/noticia/mostrar/id/923>>. Acesso em 15 Nov 2015.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **PROGRAMAS – Proinfra.**

Disponível em:

<<http://www.eletronbras.com/elb/proinfra/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>.

Acesso em 01 Nov 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **DEA 19 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.** Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for photovoltaics (2014-2018).** EPIA, 2014

FRANCISQUINI A. A., **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição.** Dissertação de Mestrado. UNESP, 2006.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic Solar Energy Generation.** Berlin: Springer Link, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends 2013 in photovoltaic applications: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012.** Photovoltaic Power Systems Programme (PVSP). Report IEA-PVPS T1-23, 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics 2012.** Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>> Acesso em: 25 Out 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **PVPS Report – A Snapshot of Global PV – 1992-2013.** Disponível em: < http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/pvps_report_-_a_snapshot_of_global_pv_-_1992-2013_-_final_3.pdf> Acesso em: 22 Nov 2015.

KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**, 2ª edição. Waltham, MA. Academic Press, 2013.

LANDEIRA, J. L. F. **Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa.** São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora, 2000.

MANKIW, N. G. **Introdução à economia**, 8ª ed. Cengage Learning. São Paulo: 2014.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo. 2014.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**. Nota Técnica. Universidade de São Paulo, São Paulo. 2015.

SAMANEZ, C. P. **Matemática financeira**, 5ª ed. Editora Pearson Prentice Hall. São Paulo, 2010.

SEVERINO, M. M. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia**. 335 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. de T.; OLIVEIRA, M. A. G. de;. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**. Pp. 47-69. Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, Nº 1. 2008.

SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC. **PV System shading**. Disponível em: <<http://www.solareedge.com/articles/pv-system-shading>>. Acesso em 5 Nov 2015.

SUNPOWER CORPORATION. **Levelized cost of electricity: the drivers of the levelized cost of electricity for utility-scale photovoltaics**. 2008. p. 1–27

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.

APÊNDICE 2 – Simulação PVsyst

PVSYST V6.38	06/08/15	Page 2/4
Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)		
PV Array loss factors	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
Thermal Loss factor	Loss Fraction 1.5 % at STC	
Wiring Ohmic Loss	Array#1 296 mOhm	
	Array#2 256 mOhm	
	Array#3 269 mOhm	
	Global	
Module Quality Loss	Loss Fraction 1.5 %	
Module Mismatch Losses	Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)	

Pvsyst Licensed to: EPI Energia Projetos e Investimentos Ltda (Brazil)

PVSYST V6.38	06/08/15	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters		
Project :	Três Coroas	Country Brazil
Geographical Site	Latitude 29.5°S	Longitude 50.8°W
Situation	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 89 m
Time defined as	Albedo 0.20	
Meteo data:	Três Coroas Synthetic - Meteorom 7.1 (2006-2012), Sat=100%	
Simulation variant :	150806_-3,3_10+3,3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5KW	
	Simulation date 06/08/15 19h12	
Simulation parameters	Tilts/Azimuths 10°/3° and 30°/3°	Diffuse Erbs, Meteorom
2 orientations	Transposition Perez	
Models used	Free Horizon	
Horizon	No Shadings	
Near Shadings		
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)	HR-260P-18/Bb	
PV module	Si-poly Model Haroon	
Sub-array "Sub-array #1"	Orientation #1 Tilt/Azimuth 10°/3°	
Number of PV modules	In series 22 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 88	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power	Nominal (STC) 22,88 kWp	At operating cond. 20.35 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 595 V	I mpp 34 A
Sub-array "Sub-array #2"	Orientation #1 Tilt/Azimuth 10°/3°	
Number of PV modules	In series 19 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 76	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power	Nominal (STC) 19,76 kWp	At operating cond. 17.58 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 514 V	I mpp 34 A
Sub-array "Sub-array #3"	Orientation #2 Tilt/Azimuth 30°/3°	
Number of PV modules	In series 10 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 20	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power	Nominal (STC) 5,20 kWp	At operating cond. 4.625 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 271 V	I mpp 17 A
Total Arrays global power	Nominal (STC) 48 kWp	Total 184 modules
	Module area 289 m ²	
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter	Model Symo 20.0-3-M	
Characteristics	Manufacturer Fronius International	
Inverter pack	Operating Voltage 200-800 V	Unit Nom. Power 20.0 kWac
	Nb. of inverters 2 * MPPT 0.55	Total Power 21 kWac
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter	Model Symo 20.0-3-M	
Characteristics	Manufacturer Fronius International	
Inverter pack	Operating Voltage 200-800 V	Unit Nom. Power 20.0 kWac
	Nb. of inverters 2 * MPPT 0.45	Total Power 18.5 kWac
Sub-array "Sub-array #3" : Inverter	Model Primo 5.0-1_rev01	
Characteristics	Manufacturer Fronius International	
Inverter pack	Operating Voltage 80-800 V	Unit Nom. Power 5.00 kWac
	Nb. of inverters 1 units	Total Power 5.0 kWac
Total	Nb. of inverters 3	Total Power 45 kWac

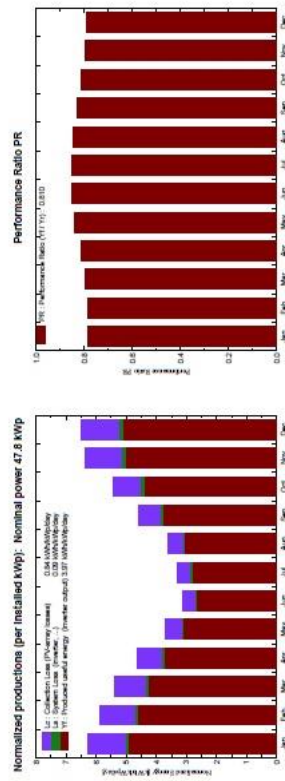
Pvsyst Licensed to: EPI Energia Projetos e Investimentos Ltda (Brazil)

Grid-Connected System: Main results

Project : 150806_-3.3_10+-3.3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5kW
 Simulation variant : 150806_-3.3_10+-3.3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5kW

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/3° and 30°/3°
PV modules	Model	HR-260P-18/Bb
PV Array	Nb. of modules	184
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M
Inverter	Model	Primo 5.0-1_rev01
Inverter pack	Nb. of units	3.0
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
 System Production Produced Energy 68250 kWh/year Specific prod. 1448 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 81.0 %



150806_-3.3_10+-3.3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5kW

Balances and main results

Month	Global Irradiation (kWh/m²)	Ambient Temperature (°C)	Effective Global Irradiation (kWh/m²)	Global Energy (kWh)	Global Energy (kWh/m²)	Array Energy (kWh)	Array Energy (kWh/m²)	Grid Energy (kWh)	Grid Energy (%)	ETARR (%)	ETSYR (%)
January	198.7	25.29	195.2	1881.5	1881.5	7478	7305	12.83	12.83	12.83	12.53
February	162.6	24.91	159.5	1594.5	1594.5	6341	6193	12.89	12.89	12.89	12.59
March	157.7	24.32	166.8	1614	1614	6476	6330	13.00	13.00	12.71	12.71
April	123.3	21.14	139.6	1339	1339	5517	5395	13.33	13.33	13.04	13.04
May	97.6	17.74	114.8	1105	1105	4713	4611	13.75	13.75	13.45	13.45
June	76.4	15.84	84.2	805	805	3914	3830	13.91	13.91	13.61	13.61
July	86.4	14.60	102.8	950	950	4283	4190	13.95	13.95	13.65	13.65
August	100.1	16.16	112.4	1054	1054	4537	4353	13.53	13.53	13.52	13.52
September	127.5	17.18	137.3	1326	1326	5881	5488	13.61	13.61	13.32	13.32
October	163.4	20.65	168.8	1633	1633	6717	6568	13.33	13.33	13.03	13.03
November	192.4	22.22	190.8	1848	1848	7406	7237	13.00	13.00	12.70	12.70
December	207.3	24.26	201.5	1947	1947	7773	7596	12.92	12.92	12.62	12.62
Year	1695.7	20.34	1798.0	1727.2	1727.2	70839	69250	13.27	13.27	12.97	12.97

Legends:
 Global Irradiation: Horizontal global irradiation
 Ambient Temperature: Ambient Temperature
 Global Incident in coll. plane: Global Incident in coll. plane
 Effective Global, corr. for IAM and shading: Effective Global, corr. for IAM and shading
 Array Energy: Array Energy
 Grid Energy: Energy injected into grid
 ETARR: ETARR
 ETSYR: ETSYR

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : 150806_-3.3_10+-3.3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5kW
 Simulation variant : 150806_-3.3_10+-3.3_30_184xHR260P_2xSymo20kW+Primo5kW

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/3° and 30°/3°
PV modules	Model	HR-260P-18/Bb
PV Array	Nb. of modules	184
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M
Inverter	Model	Primo 5.0-1_rev01
Inverter pack	Nb. of units	3.0
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year

