

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

MUZA FORNAZIERI IWANOW

**ESTUDO DO IMPACTO DA TRIBUTAÇÃO PARA GERAÇÃO SOLAR  
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA  
2016

MUZA FORNAZIERI IWANOW

**ESTUDO DO IMPACTO DA TRIBUTAÇÃO PARA GERAÇÃO SOLAR  
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA**

Monografia apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior.

CURITIBA  
2016

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

MUZA FORNAZIERI IWANOW

### **ESTUDO DO IMPACTO DA TRIBUTAÇÃO PARA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA**

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 13 de junho de 2016, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. A aluna foi arguida pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

**Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior**

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

---

**Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen**

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

#### **BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior**  
Orientador - UTFPR

---

**Prof. Ms. José da Silva Maia**  
UTFPR

---

**Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo**  
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

## RESUMO

IWANOW, M. F. **Estudo do Impacto da Tributação para Geração Solar Fotovoltaica Distribuída**. 63 f. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Curitiba, 2016.

O estudo do impacto da tributação para geração solar fotovoltaica distribuída é referente ao caso de estudo de dois sistemas de tarifação existente no País. Inicialmente, por meio da Resolução nº482/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, criou o sistema de compensação de energia elétrica. Porém, coube aos estados estipularem a como seria feito o sistema de tarifação. Deste modo existem estados brasileiros que praticam o convênio de ICMS 6/2013, que efetua a cobrança do ICMS sobre o consumo bruto de energia elétrica (CONFAZ, 2013), e os estados que aderiram ao convênio de ICMS16/2015, o qual isenta o ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora, na quantidade correspondente a soma de energia elétrica injetada na rede pelo sistema do consumidor (CONFAZ, 2016). Tendo em vista esta diferença de tributação, o trabalho tem como objetivo analisar o impacto da tributação sobre a energia elétrica produzida nos sistemas fotovoltaicos conectados a rede nos consumidores do grupo B. Para isto, utilizando um método quantitativo, o trabalho é desenvolvido aplicando o *payback*, a taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL). Através desta análise financeira é possível verificar o impacto negativo da cobrança do imposto ICMS sobre o sistema, dificultando ainda mais a difusão da tecnologia nos estados que ainda não aderiram ao convenio ICMS 16.

**Palavras – Chave:** Tributação, ICMS 6/2013, ICMS 16/2015, Análise financeira, Geração solar fotovoltaica.

## ABSTRACT

IWANOW, M F. **Tax impact on distributed solar photovoltaic generation.** 63f. 2016. Specialization program term paper, post graduation in electrical engineering, UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ - UTFPR, Curitiba, 2016.

The tax impact on the distributed solar photovoltaic generation has been analyzed under the two tax scenarios in Brazil. ANEEL, through the resolution nº 482/2012, created the electrical energy compensation system. It was the states responsibility to define how the tax would be applied. Some adopted the ICMS 6/2013 agreement, that states the ICMS shall be applied over the gross consumption (CONFAZ, 2013) and some adopted the ICMS 16/2015 agreement, which charges no ICMS on electric power supplied by distributor, the quantity corresponding to the amount of electricity injected into the power grid by the consumer system (CONFAZ, 2016).

Looking through these different tax systems, this paper aims to analyze the tax impact on the group B connected electrical grid. To do this, compares payback, internal rate of return (IRR) and net present value (NPV), in order to evaluate the negative impact on the diffusion of solar photovoltaic technology in the states that have not yet joined the ICMS 16.

**Key - words:** Taxation, ICMS 6/2013, ICMS 16/2015, Financial Analysis, Solar Photovoltaic Generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de radiação solar.....	19
Figura 2- Ranking dos 10 países por instalação e capacidade total instalada em 2015. ....	20
Figura 3 - Capacidade instalada no Brasil.....	21
Figura 4 - Panorama atual dos sistemas tarifários do Brasil .....	28

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Irradiação média (kWh/m <sup>2</sup> .dia).....	31
Gráfico 2- Estimativa de geração fotovoltaica mensal (kWh/mês) .....	35
Gráfico 3 - Resumo dos <i>payback</i> obtidos nos três cenários.....	50
Gráfico 4 - Resumo do VPL obtido para os três cenários. ....	50
Gráfico 5 - Resumo da TIR mensal obtida nos três cenário.....	51
Gráfico 6 - Resumo da TIR anual obtida nos três cenários. ....	51

Figura 1 - Mapa de radiação solar.....	19
Figura 2- Ranking dos 10 países por instalação e capacidade total instalada em 2015. ....	20
Figura 3 - Capacidade instalada no Brasil.....	21
Figura 4 - Panorama atual dos sistemas tarifários do Brasil .....	28

### LISTA DE TABELAS

Tabela 1- <i>Ranking</i> da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na America do Sul em 2015. ....	22
Tabela 2 - Dados de irradiação média diária para da região centro de Curitiba.....	30
Tabela 3- Área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos .....	32
Tabela 4- Estimativa do custo do projeto .....	33
Tabela 5 - Estimativa de geração fotovoltaica.....	34
Tabela 6 - Histórico de reajustes tarifários anuais médios da COPEL. ....	39
Tabela 7- Histórico da taxa SELIC nos últimos cinco anos .....	40
Tabela 8 - <i>Payback</i> do cenário 1 .....	47
Tabela 9 - <i>Payback</i> do cenário 2.....	48
Tabela 10 - <i>Payback</i> do cenário 3.....	49



## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSI	Disseleneto de Cobre-Índio
DSV	Dispositivo de seccionamento visível
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento dos Inversores
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
m-Si	Silício monocristalino
NBR	Norma brasileira
NTC	Norma Técnica Copel
O&M	Operação e Manutenção
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
p-Si	Silício policristalino
<i>SELIC</i>	<i>Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado A Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
Si-a	Silício Amorfo
STC	Condição Padrão De Ensaio
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
REN	Resolução Normativa
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	TEMA E SUA DELIMITAÇÃO .....	12
1.2	PROBLEMÁTICA E PREMISSAS .....	13
1.3	OBJETIVOS .....	14
1.3.1	Objetivo geral .....	14
1.3.2	Objetivos específicos .....	14
1.4	JUSTIFICATIVA .....	15
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	16
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	18
2.1	RECURSO SOLAR E CAPACIDADE INSTALADA.....	18
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCRs) .....	22
2.3	NORMAS VIGENTES.....	24
2.3.1	Resolução Normativa N° 687 .....	24
2.3.2	Procedimento de Distribuição (PRODIST) – Módulo 3.....	25
2.3.3	Norma NTC 905200 .....	25
2.3.4	Sistema de tarifação brasileiro .....	26
3	PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UM CONSUMIDOR TÍPICO DO GRUPO B .....	29
3.1	PREMISSAS DO PROJETO .....	29
3.2	AValiação DO POTENCIAL SOLAR NA CIDADE DE CURITIBA .....	30
3.4	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO .....	31
3.5	ESTIMATIVA DO CUSTO DO PROJETO .....	33
3.6	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	33
4	DETERMINAÇÃO E ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DO ICMS.....	36
4.1	METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DO IMPACTO FINANCEIRO DO ICMS ...	36
4.1.1	Tarifas de consumo de energia elétrica .....	37
4.1.2	Tarifa de consumo de energia elétrica compensada .....	38
4.1.3	Taxa de aumento anual da tarifa B .....	38
4.1.4	Taxa mínima de atratividade (TMA) .....	39
4.1.5	Despesas mensais com operação e manutenção .....	40
4.1.6	Cenário para análise do impacto da tributação no SFCR projetado.....	41

4.1.7	Despesas de consumo de energia elétrica.....	41
4.1.8	Critérios para análise de retorno do investimento .....	43
4.1.8.1	Período de Payback .....	43
4.1.8.2	Valor Presente Líquido (VPL).....	44
4.1.8.3	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	45
4.2	RESULTADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA DO SFCR PROJETADO .....	46
4.2.1	CENÁRIO 1 .....	46
5.2	CENÁRIO 2.....	47
5.3	CENÁRIO 3.....	48
5.4	RESUMO DOS RESULTADOS.....	50
5	CONCLUSÃO .....	52
	REFERÊNCIAS.....	55

## 1 INTRODUÇÃO

Com relação ao mercado de energia elétrica, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME) (2014, p.5) acreditam, motivados pela paridade tarifária, na difusão da tecnologia de sistema solar fotovoltaicos. LACHINNI e RUTHER (2015, p.797) esperam, fundamentados pela recente crise hídrica no Brasil, aumentos substanciais nas tarifas de energia a curto e longo prazo, fazendo com que a atratividade de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída aumente significativamente no País.

As Resoluções Homologatórias Nº 1.858 e Nº1897 da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mostram que os ajustes tarifários de energia elétrica foram de 36,79% e 15,32% em março e junho de 2015 respectivamente, no estado do Paraná (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a; 2015b).

Em junho de 2016, segundo a resolução Nº 2.096, a companhia paranaense de energia elétrica COPEL, teve uma redução no reajuste médio aplicado de 12,87%, mesmo mostrando um cenário mais favorável, esta redução foi inferior ao aumento do ajuste em relação ao ano anterior (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Este cenário instável dos reajustes de energia faz com que os consumidores busquem alternativas para diminuição dos gastos com energia elétrica. De acordo com a NBR ISO 50001, que trata de eficiência energética (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011), uma alternativa para a redução dos custos com energia é o uso da geração de energia elétrica próxima ao consumidor final. A geração distribuída, que é capaz de reduzir significativamente a demanda de energia contratada junto às concessionárias de energia elétrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011). Isto é possível porque o próprio consumidor contribui com a geração de sua demanda energética ao instalar um mini ou microgerador (URBANETZ, 2010).

Em relação à geração distribuída fotovoltaica, RUTHER ( 2004, p.9) e URBANETZ ( 2010, p.27 e 28) apresentam as principais vantagens desse tipo de sistema de geração, dentre as quais se destacam a redução dos problemas

inerentes às formas convencionais de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, a possibilidade de integração com a edificação, o baixo impacto ambiental e a possibilidade de compensação do excedente de energia gerada.

### 1.1 TEMA E SUA DELIMITAÇÃO

No Brasil, segundo a EPE e o MME (2014, p.11 e 12), é adotado o sistema de compensação de energia (troca de kWh por kWh) disposto na Resolução Normativa nº 482 de 2012 (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). No entanto, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), pelo Convênio ICMS 6 de abril de 2013, conforme a EPE e o MME (2014, p.11), estabelece a incidência do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria.

Em alguns estados brasileiros, por incentivos governamentais, foi isentado o pagamento de ICMS na energia elétrica compensada. No estado de Minas Gerais, por um decreto estadual, segundo o parágrafo 32 do artigo 13 da lei nº 20.824 de 2013, pelo prazo de cinco anos da data de início da geração, a base de cálculo do imposto será o consumo líquido de energia, ou seja, a diferença entre a energia fornecida pela distribuidora e a energia injetada na rede da mesma (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.11; MINAS GERAIS, 2013). Mais recentemente, o CONFAZ, por meio dos respectivos convênios de ICMS, determinou o consumo líquido de energia como base de cálculo do ICMS para os estados Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, São Paulo, Tocantins e o Distrito Federal (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d, 2015e).

Em 2016, os estados Roraima, Sergipe, Paraíba, Piauí e Rondônia aderiram ao convenio do ICMS 16/15, que autoriza a concessão de isenção do ICMS sob o sistema de compensação de energia elétrica tratada pela a resolução normativa nº482 de 2012 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2016).

Verifica-se, portanto, um início de mudança do cenário da geração fotovoltaica distribuída no Brasil. No entanto, tais mudanças são restritas a determinados estados, interesses governamentais e políticas públicas. Dessa forma, torna-se relevante comparar os sistemas de tarifação para a geração fotovoltaica distribuída conectados à rede adotados no Brasil, de forma a estimular a isenção de ICMS e demais incentivos tarifários a outras localidades.

Este trabalho limita ao estudo da incidência de tributação sobre a energia elétrica produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede em consumidores do grupo B<sup>1</sup>, no estado do Paraná.

## 1.2 PROBLEMÁTICA E PREMISSAS

O estado do Paraná é um dos poucos estados que ainda não aderiu a isenção do ICMS sobre a mini e microgeração de energia distribuída. A falta de políticas públicas em relação a disseminação da geração distribuída, principalmente da tecnologia fotovoltaica, ainda é um entrave para a popularização da mesma (LANCHINNI; RUTHER, 2015, p.797).

O sistema de tarifação para geração fotovoltaica distribuída no Brasil, segundo EPE e MME (2014, p.11), por determinação do CONFAZ, pelo convênio de ICMS 6, estabelece a incidência de ICMS na energia elétrica compensada. Entretanto, o mesmo CONFAZ, seguindo exemplo do estado de Minas Gerais, por meio dos Convênios de ICMS 16, 44, 52, 130, 157 e mais recentemente 39, determina como base de cálculo para o ICMS o consumo líquido de energia elétrica (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2016; MINAS GERAIS, 2013).

Com isso, têm-se dois sistemas de tarifação para geração distribuída fotovoltaica no Brasil. O primeiro, limitado a alguns estados, visa o incentivo a essa tecnologia de geração. O segundo sistema de tarifação, de acordo com EPE e MME (2014, p.56), é um limitante para disseminação da mesma. Isto posto, ficam-se os seguintes questionamentos: Considerando a implantação de um sistema fotovoltaico

---

<sup>1</sup> Grupo B são as unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts ( MME, 2011, p.10).

conectado a rede em um consumidor do grupo B, quais são os impactos financeiros da incidência da tributação na sua tarifa de energia elétrica? Como essa tributação interfere na viabilidade do sistema dimensionado?

Acredita-se que com a respostas a esses questionamentos, incentive-se a isenção de ICMS nas demais Unidades Federativas brasileiras, principalmente no estado do Paraná, cujo o potencial para geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica é superior ao de países europeus, onde um número muito significativo de SFVCR já foram implantados (TIEPOLO et. al., 2012, 2014). Com a isenção do ICMS espera-se maior disseminação da tecnologia de geração fotovoltaica na matriz energética nacional.

### 1.3OBJETIVOS

Este item apresenta os objetivos geral e específicos deste trabalho.

#### 1.3.1Objetivo geral

Analisar o impacto da tributação sobre a energia elétrica produzida nos SFVCR nos consumidores do grupo B.

#### 1.3.2Objetivos específicos

- Realizar o levantamento bibliográfico;
- Dimensionar SFVCR para atender um consumidor do grupo B;
- Determinar a redução das despesas com energia elétrica para o sistema de tarifação baseado no Convênio de ICMS 6/2013, considerando o SFVCR dimensionado já implantado no consumidor do grupo B;

- Determinar a redução das despesas com energia elétrica para o sistema de tarifação baseado no Convênio de ICMS 16/2015, considerando o SFCR dimensionado já implantado no consumidor do grupo B;
- Comparar os impactos financeiros da tributação da fatura de energia do consumidor do grupo B.

#### 1.4 JUSTIFICATIVA

A geração distribuída de energia por meio de painéis fotovoltaicos possui como maior vantagem a utilização de espaços físicos restritos e já existentes, que é o caso dos meios urbanos, onde é grande o consumo e essa tecnologia pode ser utilizada integrada as edificações, sem a necessidade de áreas adicionais, sendo assim instaladas em fachadas e coberturas de prédios, casas, indústrias e comércio (RUTHER, 2004, p.9; URBANETZ, 2010, p.28).

A possibilidade de vender toda a energia gerada serviu de incentivo para implantação de sistemas fotovoltaicos em países com energia majoritariamente de origem fóssil. Visando diversificar suas matrizes energéticas, com o intuito de diminuir a emissão de gás carbônico, em alguns países como: Alemanha, EUA e Espanha, por meio de incentivos tributários (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.5). Alguns países adotaram o sistema de tarifação *feed in*, onde a tarifa paga ao kWh fotogerado é superior a tarifa de compra de energia pelo consumidor. O sistema *net metering*, o qual, tem-se o acúmulo de créditos, em kWh, do excedente de energia gerada injetada na rede (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.5 e 36; URBANETZ, 2010, p.39).

No Brasil, segundo o EPE e o MME (2014, p.11 e 12), o sistema de tarifação adotado foi definido em 2012 pela ANEEL, a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2010 (REN482), que permite que o excedente gerado nas unidades consumidoras seja cedido a distribuidora local e utilizado em forma de crédito de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, p.16).



No entanto o que difere o Brasil de outros países, é a tributação pelo convênio ICMS 6 de abril de 2013, conforme a EPE e o MME ( 2014, p.11), estabelece a incidência do imposto de circulação de mercadorias e serviços (ICMS) sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria. O que, ainda segundo a EPE e o MME ( 2014, p. 39 e 56), além de modificar o conceito original do *net metering*, encarece em 19% o custo nivelado da geração fotovoltaica em uma residência típica, impedindo a popularização da tecnologia no País.

Em alguns estados isentou-se o pagamento de ICMS na energia elétrica compensada, por meio dos Convênios de ICMS 16, 44, 52, 130 , 59, 75, 157 e 39 do CONFAZ, incentivos fiscais à geração fotovoltaica distribuída no Brasil seguindo os exemplos internacionais (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2015e; 2016; minas gerais, 2013)

Portanto, torna-se relevante comparar os modelos de tarifação para geração fotovoltaica distribuída aplicados no Brasil de forma a incentivar e ampliar a participação dessa tecnologia na matriz energética brasileira, por parte dos consumidores, reduzir o consumo e, conseqüentemente, despesas com energia elétrica.

## 1.5PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho se caracteriza como de natureza científica aplicada, pois tem por objetivo gerar conhecimentos para aplicações práticas e em problemas específicos, apresentando característica explicativa, pois, visa determinar fatores que justificam a ocorrência de algum fenômeno (GIL, 2002, p.42).

Para o dimensionamento do SFCR do consumidor do grupo B, foram verificados os dados de irradiação solar na localidade, por meio do banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2006), permitindo comparar os impactos financeiros da incidência de ICMS sobre a energia compensada.

Tal comparação se dá por meio de diferentes metodologias financeiras, como: o *Payback*, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL), com resultados em valores numéricos, portanto tendo cunho quantitativo.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é estruturado conforme o descrito a seguir:

- O capítulo 1 apresenta o tema, sua delimitação, o problema, os objetivos geral e específicos, a justificativa e os procedimentos metodológicos.
- O capítulo 2 trata do recurso solar, dos SFCR, das normas de conexão à rede elétrica vigentes no Brasil, do sistema de compensação de energia e da tributação vigente.
- O capítulo 3 apresenta o dimensionamento do SFCR capaz de suprir a demanda energética de um consumidor do grupo B previamente determinado.
- O capítulo 4 apresenta a determinação e análise do impacto financeiro do ICMS sobre a energia elétrica produzida pelo SFCR objeto do estudo.
- O capítulo 5 são apresentadas as conclusões, considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo será abordada a revisão bibliográfica referente aos tópicos envolvidos nesta pesquisa, com o objetivo de explorar os seguintes temas:

1. Recurso solar e capacidade instalada;
2. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede ( SFCR);
3. Normas vigentes no Brasil no setor elétrico;
4. Sistemas de tarifação de energia no Brasil.

### 2.1 RECURSO SOLAR E CAPACIDADE INSTALADA

Com o objetivo de descongestionar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tem-se dado ênfase à geração distribuída, instalada ao longo dos alimentadores da rede, de modo a fornecer energia elétrica próxima ao ponto de consumo (TIEPOLO et al.,2016, p.12). Uma forma eficiente é o uso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, uma vez que existem produtos adaptados para serem aplicados ao entorno construído, como fachada de prédios e telhados (RUTHER, 2014, p.11).

O Brasil, por ser um País de maior parte localizado na região inter-tropical, possui grande potencial para aproveitamento da energia solar durante todo o ano (INPE, 2006, p.12).Através do efeito fotovoltaico<sup>2</sup>, células solares convertem diretamente a energia do sol em energia elétrica, de forma estática, silenciosa e renovável (RUTHER, 2014, p.7).

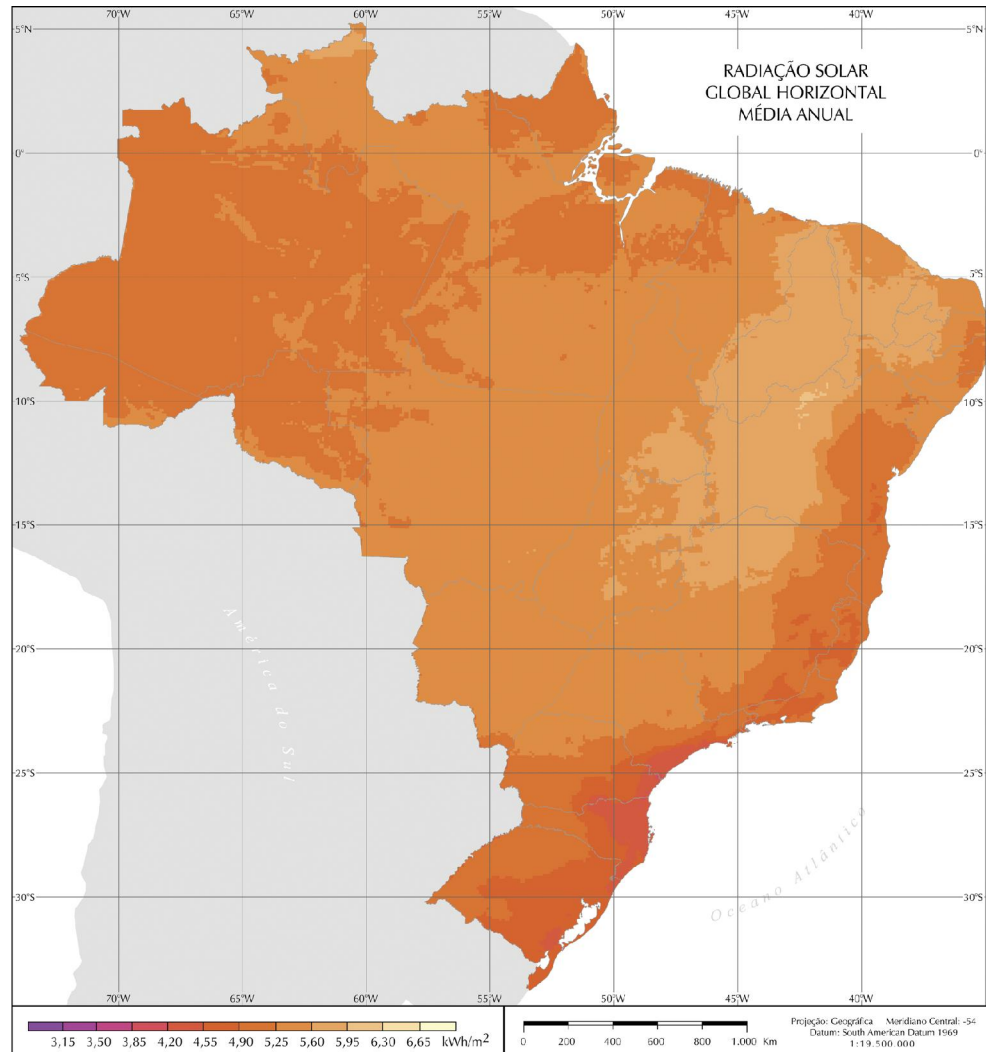
Uma das formas de verificar a disponibilidade de energia solar no território brasileiro é utilizando o Atlas Brasileiro de Energia Solar. O mapeamento do potencial energético solar disponibilizados pelo atlas é alimentado por dados climatológicos e de 10 anos de informações extraídas de imagens de satélites geostacionários e validado por dados coletados em estações de superfícies (INPE,

---

<sup>2</sup> Quando os fótons contidos na energia do sol incide sobre uma superfície de material semicondutor, a energia de uma fração destes fótons pode excitar elétrons no material, que poderão dar origem a uma corrente elétrica ( RUTHER, 2004, p.8; Halliday ,2009 p.188).

2006, p.13). A Figura 1, retirada do Atlas Brasileiro de Energia Solar, mostra a radiação solar global horizontal do Brasil em kWh/m<sup>2</sup>.

Figura 1 - Mapa de radiação solar.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006, p.34.

Segundo TIEPOLO *et. al.* (2016, p.75) comparando a produtividade estimada anual do estado do Paraná com países europeus como Alemanha, que detém o segundo lugar no *ranking* dos países e que em 2015 teve a maior capacidade instalada, com 39,7GW (EIA, 2016, p.14). Verifica-se que, em média, o valor de radiação encontrado no Estado do Paraná é cerca de 60% superior ao da Alemanha, o que demonstra grande potencial disponível em território paranaense.

Assim, constata-se a necessidade de investimentos nessa fonte, a fim de complementar a matriz energética atual (TIEPOLO et. al. 2016, p.75).

Atualmente, a China tem a maior capacidade instalada de fotovoltaica. Em 2015, bateu a marca de 43,5GW, sendo que 15,2GW foram instalados só neste mesmo ano, como pode ser observado na Figura 2.

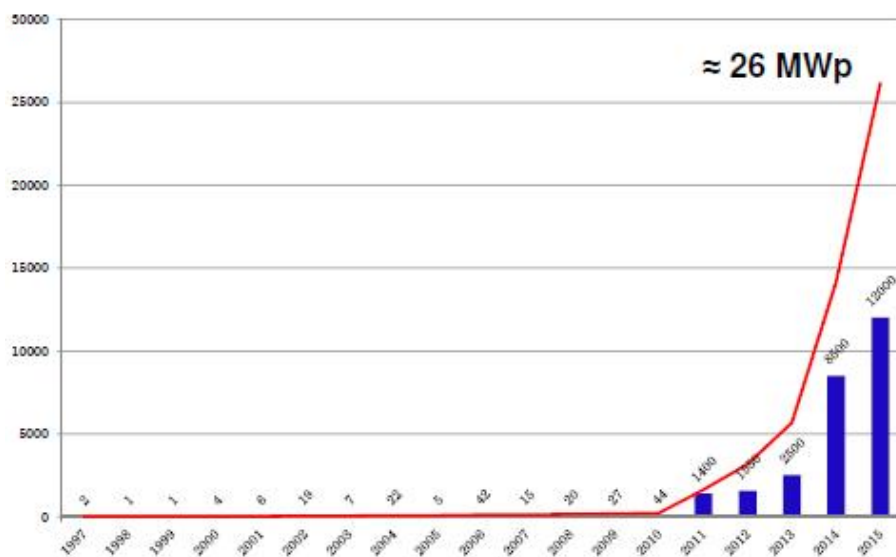
Figura 2- Ranking dos 10 países por instalação e capacidade total instalada em 2015.

TOP 10 COUNTRIES IN 2015 FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				TOP 10 COUNTRIES IN 2015 FOR CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY			
1		China	15,2 GW	1		China	43,5 GW
2		Japan	11 GW	2		Germany	39,7 GW
3		USA	7,3 GW	3		Japan	34,4 GW
4		UK	3,5 GW	4		USA	25,6 GW
5		India	2 GW	5		Italy	18,9 GW
6		Germany	1,5 GW	6		UK	8,8 GW
7		Korea	1 GW	7		France	6,6 GW
8		Australia	0,9 GW	8		Spain	5,4 GW
9		France	0,9 GW	9		Australia	5,1 GW
10		Canada	0,6 GW	10		India	5 GW

Fonte: EIA PVPS, 2016, p.14.

O Brasil, segundo o Banco de Informações de Geração (2016a) da ANEEL, possui 39 centrais geradoras fotovoltaicas em operação, totalizando 26.952kW de potência instalada outorgada. A evolução da capacidade instalada do País é representada na Figura 3.

Figura 3 - Capacidade instalada no Brasil.



Fonte: URBANETZ, 2015.

Com relação ao panorama mundial, segundo a International Renewable Energy Agency (IRENA, 2016, p.26 a 28), o Brasil, em 2015, era o sexto País da América do Sul em capacidade instalada de energia fotovoltaica, conforme a Tabela 1. E possuía menos capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos que países como: Arábia Saudita, Argélia, Cazaquistão, Chipre, Croácia, Egito, Guadalupe, Guatemala, Hungria, Jordânia, Lituânia, Malta, Marrocos, Martinica, Nepal, Polinésia Francesa, Porto Rico, entre outros.

Tabela 1- *Ranking* da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na America do Sul em 2015.

País	Capacidade instalada (MW)
Chile	848
Peru	96
Uruguai	67,7
Guiana Francesa	39,1
Equador	26,4
Brasil	21
Argentina	8,2
Bolívia	6,9
Suriname	5,4
Venezuela	3,5

Fonte: *INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY*, 2016, p.26.

## 2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFRCRs)

Atualmente, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis constitui uma tendência verificável em diversos países, inclusive com a concessão de incentivos à geração distribuída (ANEEL, 2005, p.9). Uma alternativa para esta geração são os sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, que apresentam um conceito de geração de energia limpa, e tem registrado uma tendência mundial (TIEPOLO et al.,2012).

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser divididos em: geração centralizada ou geração distribuída. No primeiro caso, a oferta de energia é caracterizada por usinas de grande porte, distantes dos centros de carga (NAKABAYASH, 2015, p.13). Já na geração distribuída, a oferta se dá por meio de usinas de menor porte, próximas aos centros de consumo (NAKABAYASH, 2015, p.13;TIEPOLO, 2015, p.79).

Pelo conceito de sincronicidade, em que geração e consumo ocorrem simultaneamente, a energia elétrica gerada em alguns períodos do dia tem valor maior para a concessionária elétrica do que em outros períodos em que a demanda não é crítica (RUTHER, 2004, p.14). Por esta razão, instalações solares fotovoltaicas integradas a prédios comerciais e escritórios e interligadas à rede elétrica são um

exemplo de aplicação ideal destes sistemas, onde picos de consumo e geração são muitas vezes coincidentes, pela natureza das atividades a que se destinam (RÜTHER, 2004, p.14 e 61).

A principal vantagem dos SFCR é a elevada produtividade, pois toda a energia disponibilizada pelos módulos é consumida pela carga ou, em caso de excedente de geração, é injetada na rede e consumida pelas demais unidades consumidoras conectadas ao respectivo sistema de distribuição (RÜTHER, 2004, p.9; URBANETZ; CASAGRANDE, 2012, p.3).

Tal independência dos sistemas centralizados de energia, no ponto de vista das concessionárias e distribuidoras, faz com que haja redução nas perdas com transmissão e distribuição de energia, além de diminuir o consumo por parte das unidades consumidoras, uma vez que a energia gerada pode ser totalmente usada na edificação (RÜTHER, 2004, p.9; URBANETZ; CASAGRANDE, 2012, p.3).

Além disso, dentre outras vantagens dos SFCR, segundo URBANETZ (2010, p.37 a 39), estão a ausência de elementos armazenadores de energia, aumentando, com isso, a vida útil do SFCR em comparação com os demais sistemas, a desconexão do sistema, por meio do inversor, na ausência de energia na rede elétrica e a possibilidade de exportação de energia gerada para rede elétrica, permitindo a compensação do excedente gerado.

Do ponto de vista da eficiência energética, estes sistemas podem ser considerados ideais, visto que geração e consumo de energia têm coincidência espacial, minimizando assim as perdas por transmissão comuns aos sistemas geradores centrais (RÜTHER, 2004, p.12).

No caso da geração fotovoltaica centralizada, em grandes usinas, a principal vantagem é a economia financeira devido à escala, fazendo com que a viabilidade e o retorno financeiro desses sistemas frente aos de menor porte sejam antecipados (NAKABAYASHI, 2015, p.13). Em contrapartida, para sistemas de grande porte, há a necessidade de grandes linhas de transmissão de energia e o terreno para construção e instalação dos mesmos (NAKABAYASHI, 2015, p.13; RÜTHER, 2004, p.9)



## 2.3 NORMAS VIGENTES

Esse item trata sobre os aspectos normativos referentes aos SFCR's distribuídos.

### 2.3.1 Resolução Normativa N° 687

Com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética), a ANEEL publicou a Resolução normativa n° 482/2012. E, complementarmente, na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), foram estabelecidos os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, p.11).

Em 1° de março de 2016, entrou em vigor a Resolução Normativa N° 687/2015 (REN687) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 24 de novembro de 2015, a qual alterou a Resolução N° 482 e os módulos 1 e 3 do Procedimento de Distribuição da mesma ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Dentre as mudanças da nova resolução, estão as mudanças das potências máximas da micro e minigeração distribuídas, que passaram para 75 kW e 5 MW respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Além disso, a Resolução Normativa N° 687/2015 desburocratizou o processo de conexão dos micro e minigeradores distribuídos às redes da distribuidora, reduzindo o tempo de duração do mesmo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Outros pontos relevantes da nova resolução são: a ampliação do prazo para a utilização dos créditos de energia ativa, que passou a 60 meses, o acompanhamento e submissão dos novos projetos de micro e minigeração distribuída por meio eletrônico até 2017 e a desobrigação do uso de dispositivos de seccionamento visível (DSV) para minigeradores distribuídos. Outro ponto relevante

é a criação de novos modelos para o abatimento da energia renovável gerada, como: empreendimentos com múltiplas unidades, geração compartilhada e autoconsumo remoto (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

### 2.3.2 Procedimento de Distribuição (PRODIST) – Módulo 3

A fim de que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e parecer de acesso (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, p.11).

Os procedimentos do PRODIST previsto na REN482, são referentes ao acesso ao sistema de distribuição, e estabelecem as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p.4).

Destaca-se a seção 3.7 do módulo 3, que descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, listando as etapas para viabilização do acesso e parecer de acesso, assim como os requisitos de proteção necessários para garantir a segurança das pessoas e a qualidade da energia injetada na rede (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p.78; 2014, p.12).

### 2.3.3 Norma NTC 905200

Uma vez que a resolução de nº 482/2012 prevê que os sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração distribuída instalados devem atender as normas de acesso das distribuidoras locais, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) elaborou a norma NTC 905200 em 2014 (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p.4).

A norma estabelece padrões que, associados às demais prescrições, visam à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e segurança recomendadas, em conformidade com as prescrições vigentes nos procedimentos de distribuição - PRODIST e nas resoluções normativas da ANEEL (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p.4).

O objetivo da NTC 905200 é fornecer os requisitos para acesso de geradores de energia elétrica conectados através de unidades consumidoras optantes pelo sistema de compensação de energia elétrica, instituídos pelas Resoluções Normativas nº 482/2012 emº 687/2015 (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p.4 ).

#### 2.3.4 Sistema de tarifação brasileiro

Por meio da Resolução nº482/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil, o qual, assim como o *net metering*, permite que o excedente gerado nas unidades consumidoras seja cedido a distribuidora local e posteriormente utilizado em forma de crédito de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, p.16).

No entanto, em abril de 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio de ICMS 6/2013, no qual determina a incidência de ICMS sobre o consumo bruto de energia elétrica, independentemente de qualquer compensação, ou seja, sobre toda energia consumida no período de faturamento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.11).

Portanto, o Convênio de ICMS 6/2013 criou um novo sistema de tarifação para micro e minigeração distribuída, conhecido como "*net metering* brasileiro". O qual, embora modifique o conceito original no *net metering*, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia - MME (2014, p.11), teve caráter orientativo, e cabe aos estados publicar sua regulamentação própria para o tema.

Dentro desse precedente e visando disseminar a geração fotovoltaica distribuída, em 2013, o estado de Minas Gerais promulgou a lei estadual lei nº

20.824, a qual no parágrafo 32 do 13º artigo estabelece, por um prazo de 5 anos, a incidência de ICMS apenas sobre o consumo líquido da energia consumida pelos os micro e minigeradores participantes do Sistema de Compensação de Energia definido na Resolução nº482/2012 da ANEEL (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.11; MINAS GERAIS, 2013).

Já em abril de 2015, o mesmo CONFAZ, contrariando o Convênio de ICMS 6/2013, celebra o Convênio de ICMS 16/2015 e este em sua cláusula primeira, enuncia:

"Ficam os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a)."

Ainda em 2015, o CONFAZ aderiu ao Convênio de ICMS 16/2015, por meio dos seus respectivos convênios, os estados Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Rio grande do Norte, Rio grande do Sul e Tocantins (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015b; 2015c; 2015d, 2015e).

Em 2016, os estados Roraima, Sergipe, Paraíba, Piauí e Rondônia aderiram também ao convenio do ICMS 16/15, seguindo a tendência da maioria dos estados (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2016)

Portanto, atualmente, no Brasil há 19 estados mais o Distrito Federal que praticam o convenio de ICMS16/2015, como sistema tarifário para micro e minigeração distribuída. Os demais ainda seguem o Convênio de ICMS 6/2013 e praticam o sistema de tarifação por ele criado. A Figura 4 ilustra a distribuição dos estados em relação aos sistemas tarifários para micro e minigeração distribuída existentes no Brasil.



### **3 PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UM CONSUMIDOR TÍPICO DO GRUPO B**

Este capítulo contém as informações do projeto de geração solar fotovoltaica para um consumidor do grupo B, consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3 (COPEL, 2016) kV. Serão abordados: as premissas do projeto, avaliação do potencial solar na localidade onde o projeto será instalado, determinação da demanda consumida pelo consumidor, dimensionamento do gerador fotovoltaico capaz de suprir tal demanda, estimativa financeira e estimativa de geração fotovoltaica do projeto.

#### **3.1 PREMISSAS DO PROJETO**

Por se tratar de um projeto preliminar, cujo o foco é um projeto que possa ser replicado para qualquer consumidor típico enquadrado no grupo B, foi necessário estipular alguns parâmetros, deste modo estabeleceu-se as seguintes premissas:

- O cliente está localizado na cidade de Curitiba - PR;
- O cliente tem alimentação trifásica;
- O consumo médio é de 400kWh/mês;
- Os módulos fotovoltaicos estão inclinados à 25°, correspondente a latitude local;
- Os módulos fotovoltaicos não sofrem efeitos de sombreamento e sua orientação é para o norte geográfico, ou seja, ângulo azimutal é zero;
- O fator dimensionamento do inversor (FDI) é igual a 1;
- A taxa de desempenho (TD) é igual a 75%.

### 3.2 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR NA CIDADE DE CURITIBA

Para determinar o potencial solar fotovoltaico do cliente em estudo, é necessário quantificar a radiação solar incidente sobre o mesmo. Um dos meios de conseguir determinar este potencial é utilizar o bancos de dados solarimétricos, estes disponibilizam mapas de irradiações solares médias para diferentes localidades (GALDINO; PINHO, 2014, p.300; URBANETZ; CASAGRANDE, 2012, p.6).

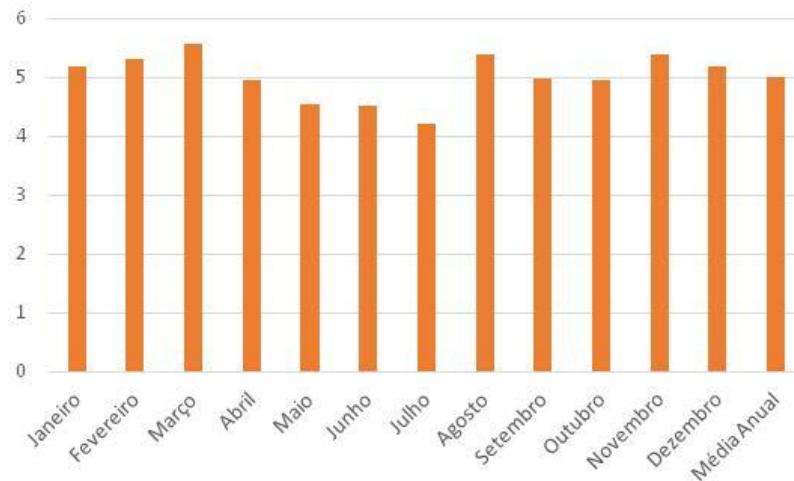
Neste projeto, utilizou-se o bancos de dados de irradiação solar do Projeto SWERA do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006), o qual fornece os valores médios das estimativas do total diário de irradiação solar de uma década completa de dados. Estes mapas estão na resolução espacial de 10km x 10km (PEREIRA *et al.*, 2006).

Tomou-se como parâmetro de localização a região central de Curitiba, e foi feito o levantamento dos valores de irradiação média diária no plano inclinado e azimute nulo, conforme é descrito na Tabela 2e no Gráfico 1 abaixo.

Tabela 2 - Dados de irradiação média diária para da região centro de Curitiba

<b>Mês</b>	<b>Irradiação média (kWh/m<sup>2</sup>.dia)</b>
Janeiro	5,19
Fevereiro	5,32
Março	5,57
Abril	4,95
Maiο	4,54
Junho	4,52
Julho	4,22
Agosto	5,39
Setembro	4,97
Outubro	4,95
Novembro	5,39
Dezembro	5,18
<b>Média Anual</b>	<b>5,01</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 1 - Irradiação média (kWh/m<sup>2</sup>.dia)

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.4 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Por se tratar de um cliente do grupo B com alimentação trifásica, o mesmo possui custo de disponibilidade de 100 kWh/mês, que representa o valor mínimo faturável do sistema elétrico que é cobrado na fatura (ANEEL, 2000, p.6), caso o consumo medido ou estimado for inferior a esse valor.

Conhecendo o custo de disponibilidade e com o levantamento das irradiações na localidade onde a planta fotovoltaica será instalada, pode-se calcular pela equação 1 a potência fotovoltaica necessária, em kW<sub>p</sub>, para alimentar o cliente.

$$P_{FV} = \frac{\left( E_{dia} - \frac{100}{n^{\circ} \text{ dias mês}} \right) \cdot G}{H_{tot} \cdot TD} \quad (1)$$

Onde:

- $E_{dia}$  = energia demandada pelas cargas (kWh/dia)
- $H_{tot}$  = irradiação solar incidente no plano dos módulos FV (Wh/m<sup>2</sup>.dia)
- $G$  = irradiação nas condições STC (1 kWh/m<sup>2</sup>.dia)
- $TD$  = taxa de desempenho (%/100)



$n^{\circ}_{dias}$  = Número de dias no respectivo mês ou ano em análise

Aplicando os valores definidos nas premissas e a irradiação média diária de 5,01kWh/m<sup>2</sup>.dias, tem-se a potência do gerador fotovoltaico de:

$$P_{FV} = \frac{(13,33 - \frac{100}{30}).1}{5,01.0,75} = 2,7 \text{ kWp} \quad (2)$$

Uma vez definida a potência do gerador fotovoltaico, é possível estimar a área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos, por meio da equação 3.

$$A = \frac{P_{FV}}{E_{FF}} \cdot 100 \quad (3)$$

Sendo:

- A = área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos (m<sup>2</sup>)
- P<sub>FV</sub> = potência pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)
- E<sub>FF</sub> = eficiência de conversão da tecnologia fotovoltaica adotada (%)

Aplicando a eficiência de 18%, 16% e 8% nas conversões das tecnologias fotovoltaicas monocristalina, policristalina e silício amorfo respectivamente (URBANETZ, 2015), tem-se as áreas necessárias para instalação das respectivas tecnologias, conforme Tabela 3.

Tabela 3- Área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos

<i>Tecnologia</i>	<i>Área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos (m<sup>2</sup>)</i>
Monocristalino	15
Policristalino	17
Silício amorfo	34

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.5 ESTIMATIVA DO CUSTO DO PROJETO

Com a definição da potência de pico do projeto de geração, capaz de gerar em média 300 kWh/mês conforme as premissas estabelecidas, é possível estimar o custo mínimo do mesmo.

Foi realizado uma pesquisa de valor de mercado do sistema fotovoltaico em três empresas do setor e, devido a disparidade entre os orçamentos, foi feita a média dos valores, em R\$/W<sub>p</sub>, os valores podem ser encontrados na Tabela 4.

Tabela 4- Estimativa do custo do projeto

<i>Fonte</i>	<i>Preço (R\$/W<sub>p</sub>)</i>
Orçamento - Empresa 1	9,26
Orçamento - Empresa 2	8,35
Orçamento - Empresa 3	8,02
<b>Média</b>	<b>8,54</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, considerando o valor médio dos valores orçados, tem-se que o valor do gerador fotovoltaico capaz de suprir a demanda definida é de R\$ 23.058,00, ou seja, R\$ 8,54/W<sub>p</sub>. Este valor, está próximo ao valor médio de R\$ 8,81/W<sub>p</sub>, levantado pelo instituto Ideal em seu estudo de mercado (INSTITUTO IDEAL, 2015, p.11).

### 3.6 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Com a definição da potência do gerador fotovoltaico, o levantamento das irradiações na localidade onde a planta fotovoltaica será instalada e as premissas definidas, estima-se a geração de energia média da microgeração solar, em kWh/mês, pela equação 4.

$$E = \frac{P_{FV} \cdot H_{tot} \cdot TD}{G} \cdot n^{\circ}_{dias} \quad (4)$$

Onde:

- $P_{FV}$  = potência pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)  
 $H_{tot}$  = irradiação solar incidente no plano dos módulos FV (Wh/m<sup>2</sup>.dia)  
 $G$  = irradiação nas condições STC (1 kWh/m<sup>2</sup>.dia)  
 $TD$  = taxa de desempenho (%/100)  
 $n^{\circ}_{dias}$  = Número de dias no respectivo mês ou ano em análise

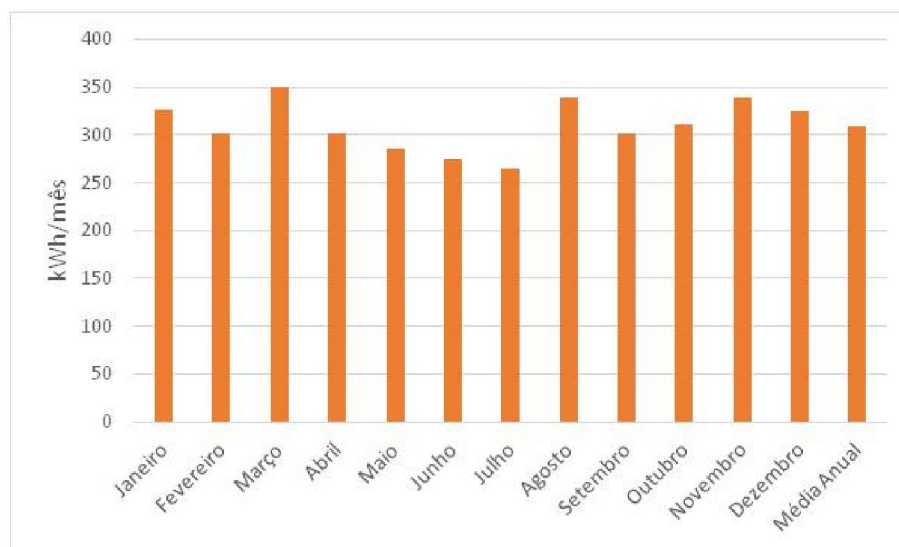
Substituindo os valores obtidos na equação 4, estima-se os valores médios mensais de geração fotovoltaica do gerador conforme a Tabela 5, e que podem ser melhor compreendido no Gráfico 2.

Tabela 5 - Estimativa de geração fotovoltaica

<b>MÊS</b>	<b>Energia Média Gerada (kWh/mês)</b>
Janeiro	325,8
Fevereiro	301,6
Março	349,7
Abril	300,7
Mai	285,0
Junho	274,6
Julho	264,9
Agosto	338,4
Setembro	301,9
Outubro	310,7
Novembro	338,4
Dezembro	325,2
Média Anual	308,6
<b>Total Anual (kWh/ano)</b>	<b>3703,02</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 2- Estimativa de geração fotovoltaica mensal (kWh/mês)



Fonte: Elaborado pelo autor.

## **4 DETERMINAÇÃO E ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DO ICMS**

O capítulo a seguir apresenta os procedimentos para análise do impacto financeiro do ICMS na viabilidade do sistema fotovoltaico conectado à rede, projetado no capítulo 3. Para tal, inicialmente, é disposta a metodologia aplicada para a determinação do impacto do ICMS e posteriormente, os resultados obtidos.

### **4.1 METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DO IMPACTO FINANCEIRO DO ICMS**

Os procedimentos metodológicos para determinação do impacto financeiro do ICMS no SFCR projetado são constituídos pelos seguintes itens:

- Tarifas de consumo de energia elétrica aplicadas ao proprietário da microgeração fotovoltaica projetada;
- Tarifa de energia elétrica compensada da rede da distribuidora aplicada ao proprietário da microgeração fotovoltaica projetada;
- Percentual de aumento tarifário na energia elétrica aplicado ao proprietário da microgeração fotovoltaica projetada;
- Taxa mínima de atratividade do microgerador fotovoltaico projetado;
- Despesas com operação e manutenção do microgerador fotovoltaico projetado;
- Cenários para análise dos impactos financeiros da tributação no microgerador fotovoltaico projetado;
- Critérios para a análise de retorno do investimento microgerador fotovoltaico projetado.

#### 4.1.1 Tarifas de consumo de energia elétrica

A determinação dos valores bases de tarifa de energia elétrica, promulgados pela ANEEL, são determinados entre as distribuidoras e a união em seus contratos de concessão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011, p.16).

As tarifas de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras, sobre os consumidores finais, sofrem a incidência de tributos, PIS, COFINS e ICMS, e as mesmas são calculadas conforme a equação 4.1 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011, p.14 a 16).

$$\text{Tarifa}_{\text{dist.}} = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (4.1)$$

Onde:

$\text{Tarifa}_{\text{dist.}}$  = tarifa de energia elétrica consumida cobrada pela respectiva distribuidora.

$\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}$  = tarifa de energia elétrica consumida definida pela ANEEL.

PIS = alíquota referente aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (%/100).

COFINS = alíquota referente a contribuição para o financiamento da seguridade social (%/100).

ICMS = alíquota referente ao imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (%/100).

A unidade consumidora proprietária do sistema fotovoltaico projetado, conforme premissas definidas no item 3.1, está enquadrada no grupo B. As tarifas com e sem a incidência de tributação para este subgrupo de consumo de energia elétrica da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), distribuidora detentora da concessão no local onde se encontra a unidade consumidora em estudo, são de R\$ 0,64543/kWh e R\$ 0,42147/kWh respectivamente e foram atualizadas no dia 21 de junho 2016.

#### 4.1.2 Tarifa de consumo de energia elétrica compensada

Nos estados que ainda não aderiram ao Convenio de ICMS 16/2015 do CONFAZ, há cobrança de ICMS na energia elétrica injetada e posteriormente compensada na rede elétrica da distribuidora. Isto porque, tais estados mantiveram o sistema tarifário estipulado pelo convênio ICMS 6/2013, o qual prevê a incidência do imposto sobre o consumo bruto de energia elétrica.

Lembrando que, por intermédio da lei nº 13.169/2015 art. 8, ficam reduzidas a zero os tributos federais, PIS E COFINS, incidentes sobre a energia posteriormente compensada (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2015).

Portanto, baseando-se na equação 4.1, que calcula a tarifa de incidência de ICMS na energia compensada, é possível determinar o valor do ICMS, por meio da equação 4.2.

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1 - (\text{ICMS})} - \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} \quad (4.2)$$

Considerando o valor de 29% de alíquota de ICMS e o valor da tarifa de energia elétrica base da ANEEL, tarifa sem a incidência de tributação, tem-se o valor do ICMS na energia compensada dos clientes do grupo B no Paraná, conforme a equação 4.3.

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \text{R\$ } 0,1721/\text{kWh} \quad (4.3)$$

#### 4.1.3 Taxa de aumento anual da tarifa B

Para determinar a taxa de aumento percentual da tarifa de energia elétrica para o grupo B é realizada por meio do levantamento dos reajustes tarifários anuais médios da COPEL de julho/2011 a 2016, os quais estão explicitados na Tabela 6.

Tabela 6 - Histórico de reajustes tarifários anuais médios da COPEL.

<i>Vigência</i>	<i>Varição em relação ao período anterior (%)</i>
24/06/2011 a 23/06/2012	2,99
24/06/2012 a 23/06/2013	-0,65
24/06/2013 a 23/06/2014	-9,73
24/06/2014 a 23/06/2015	61,65
24/06/2015 a 23/06/2015	15,32
24/06/2016 a não definida	-12,87
<b>Média Aritmética</b>	<b>9,45</b>

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016e.

Fazendo a média aritmética dos reajustes apresentados na Tabela 6, concluí-se que, o reajuste tarifário anual médio para o consumo de energia elétrica da COPEL é de 9,45%.

#### 4.1.4 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade (TMA) é a expectativa mínima de lucratividade, em termos da taxa de juros, que se espera um investimento. (PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2012, p.116).

A definição da TMA para as análises do retorno do investimento para o SFCR projetado, baseou-se na Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), a qual é definida pelo Banco Central e é referência para outras taxas de juros praticadas na economia brasileira.

Para isso, levantou-se as taxas SELIC mensais entre os anos de janeiro/2011 a dezembro/2015, conforme a Tabela 7.



Tabela 7- Histórico da taxa SELIC nos últimos cinco anos

<b>Mês/Ano</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Janeiro</b>	-	0,86%	0,89%	0,60%	0,85%	0,94%	1,06%
<b>Fevereiro</b>	-	0,84%	0,75%	0,49%	0,79%	0,82%	1,00%
<b>Março</b>	-	0,92%	0,82%	0,55%	0,77%	1,04%	1,16%
<b>Abril</b>	-	0,84%	0,71%	0,61%	0,82%	0,95%	1,06%
<b>Mai</b>	-	0,99%	0,74%	0,60%	0,87%	0,99%	1,11%
<b>Junho</b>	-	0,96%	0,64%	0,61%	0,82%	1,07%	1,16%
<b>Julho</b>	-	0,97%	0,68%	0,72%	0,95%	1,18%	1,11%
<b>Agosto</b>	-	1,07%	0,69%	0,71%	0,87%	1,11%	1,18%
<b>Setembro</b>	0,85%	0,94%	0,54%	0,71%	0,91%	1,11%	-
<b>Outubro</b>	0,81%	0,88%	0,61%	0,81%	0,95%	1,11%	-
<b>Novembro</b>	0,81%	0,86%	0,55%	0,72%	0,84%	1,06%	-
<b>Dezembro</b>	0,93%	0,91%	0,55%	0,79%	0,96%	1,16%	-

Fonte: MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016

Fazendo-se a média aritmética destes valores, tabela 7, define-se como TMA mensal 0,84% e aplicando o juros composto, tem-se como TMA anual 10,95%.

#### 4.1.5 Despesas mensais com operação e manutenção

Para determinar as despesas mensais com operação e manutenção (O&M), foram consideradas apenas as despesas com as trocas dos inversores, pois considerando a vida útil de um inversor em torno de 10 anos. Para o período de 25 anos, será feita duas trocas de equipamento.

Considerando que, segundo Montenegro (2013, p.64), os preços dos inversores nos próximos 10 – 15 anos tende a diminuir, incluiu-se as demais despesas de operação e manutenção ao longo do SFCR nos valores referentes a troca dos inversores.

Diluindo as despesas das trocas dos inversores em valores mensais, conforma a equação 4.5, tem-se as despesas com O&M:

$$O\&M_{mensal} = \frac{2 \times R\$ 5.533,92}{25 \times 12} = R\$ 36,89 \quad (4.5)$$

Portando as despesas mensais com O&M do SFCR projetado é de R\$ 36,89, ou seja 0,67% do investimento inicial por mês.

#### 4.1.6 Cenário para análise do impacto da tributação no SFCR projetado

Para analisar o impacto da tributação no SFCR projetado, estabeleceu-se três cenários. São eles:

- Cenário 1: SFCR projetado conforme o capítulo 3, com o uso concomitante de energia de 80% de sua capacidade de geração fotovoltaica;
- Cenário 2: SFCR projetado conforme o capítulo 3, com o uso concomitante de energia de 20% de sua capacidade de geração fotovoltaica;
- Cenário 3: SFCR projetado conforme o capítulo 3, sem a incidência de tributação na energia compensada

#### 4.1.7 Despesas de consumo de energia elétrica

Para determinar as despesas com energia elétrica, deve-se levar em consideração a instalação ou não do SFCR e, caso o mesmo seja instalado, a incidência de tributação.

Portanto, considerado que o consumidor não possua o SFCR projetado instalado, suas despesas de consumo de energia elétrica serão conforme a equação abaixo.

$$D = C \times \text{Tarifa}_{\text{dist}} \quad (4.6)$$

Sendo:

- D = despesa de consumo de energia elétrica (R\$).  
C = consumo de energia (kWh).  
Tarifa<sub>dist</sub> = tarifa de energia da distribuidora com todos os impostos (R\$/kWh).

Já as despesas com energia elétrica dos consumidores que possuem um SFCR instalado vai depender da incidência ou não de tributação na energia compensada. Caso haja a incidência de tributação, a despesa de consumo de energia elétrica é definida conforme a equação 4.7.

$$D_{\text{com incidência}} = C_{\text{Líquido}} \times \text{Tarifa}_{\text{dist.}} + E_{\text{compensada}} \times \text{Valor}_{\text{ICMS}} + O\&M \quad (4.7)$$

Sendo:

- $D_{\text{com incidência}}$  = despesa de consumo de energia elétrica (R\$).  
 $\text{Tarifa}_{\text{dist}}$  = tarifa de energia da distribuidora com todos os impostos (R\$/kWh).  
 $C_{\text{Líquido}}$  = consumo líquido de energia no período fora de ponta (kWh).  
 $E_{\text{compensada}}$  = energia solar gerada injetada na rede (kWh).  
 $\text{Valor}_{\text{ICMS}}$  = valor do consumo de energia elétrica compensada (R\$/kWh).  
 $O\&M$  = despesas com operação e manutenção (R\$).

Caso não haja incidência de tributação, a despesa a despesa de consumo de energia elétrica é definida conforme a equação 4.8.

$$D_{\text{sem incidência}} = C_{\text{Líquido}} \times \text{Tarifa}_{\text{dist.}} + O\&M \quad (4.8)$$

Sendo:

- $D_{\text{sem incidência}}$  = despesa de consumo de energia elétrica (R\$).  
 $\text{Tarifa}_{\text{dist}}$  = tarifa de energia da distribuidora com todos os impostos (R\$/kWh).  
 $C_{\text{Líquido}}$  = consumo líquido de energia no período fora de ponta (kWh).  
 $O\&M$  = despesas com operação e manutenção (R\$).

Determinando as despesas de consumo de energia elétrica, pode-se também determinar a economia financeira com a instalação de um SFCR, por meio da equação 4.9.

$$EF = C \times \text{Tarifa}_{\text{dist.}} - (D_{\text{com incidência}} \text{ ou } D_{\text{sem incidência}}) \quad (4.9)$$

Sendo:

- EF = economia financeira (R\$).  
 $D_{\text{com incidência}}$  = despesa de consumo de energia elétrica (R\$).  
 $D_{\text{sem incidência}}$  = despesa de consumo de energia elétrica (R\$).

#### 4.1.8 Critérios para análise de retorno do investimento

Considerando os itens deste capítulo e os cenários estabelecidos, foram utilizados como critérios para tomada de decisão de investimento para o SFCR:

- Período de *Payback*, também conhecido como tempo de retorno do investimento;
- Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa interna de Retorno (TIR).

##### 4.1.8.1 Período de Payback

Na avaliação de investimentos financeiros, o período de *payback* corresponde ao tempo necessário para que a empresa recupere o investimento inicial de determinado projeto, por intermédio de seu fluxo de caixa (GITMAN, 1984, p.339).

Nestes termos fala-se do chamado *payback* não descontado, isto é, um procedimento de cálculo onde não se leva em consideração o custo capital, ou seja, a taxa de juros (PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2012, p.118).

Devido a simplicidade de cálculo e de sua natureza intuitiva, pois considera o fluxo de caixa e não lucros contábeis, o período de *payback* é amplamente utilizado para a avaliação financeira de diferentes projetos, podendo ser aplicado em diversas áreas (GITMAN, 1984, p.340; LEITE, 1982).

Esta análise é feita apenas dividindo-se o custo da implantação do empreendimento pelo benefício auferido, em outras palavras, é o tempo necessário para que os benefícios se igualem ao investimento (PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2012, p.118).

#### 4.1.8.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) leva explicitamente em conta o valor do dinheiro no tempo (FAE, 2002, p.45), de modo que, todos os benefícios e custos em seus diversos instantes no tempo, sejam trazidos para o presente (PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2012, p.112). Consistindo na apuração do valor de um fluxo de resultado ao longo da vida útil do projeto analisado, utilizando uma taxa mínima de atratividade previamente definida pelo investidor (FAE, 2002, p.45).

Para determinação do VPL, utiliza-se a equação 4.7 (MONTENEGRO, 2013, p. 68).

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + TMA_{\text{mensal}})^t} \quad (4.7)$$

Sendo:

- $FC_t$  = os valores mensais de fluxo de caixa.
- $TMA_{\text{mensal}}$  = taxa mínima de atratividade mensal.
- $T$  = número de ordem do mês de operação do SFCR.
- $N$  = vida útil do SFCR, expressa em meses.

Lembrando que:

- Para o investimento inicial o  $t$  é igual a zero;
- O  $N$  do SFCR é igual a 25 anos, ou seja, 300 meses;
- A TMA mensal foi definido no item 4.1.4.

Segundo Gitman (1984, p.342), para a tomada de decisão, os critérios considerados para o VPL, são os seguintes:

- Se o VPL for maior que R\$0, o projeto deverá ser aceito;
- Se o VPL for menor que R\$0, o projeto deverá ser rejeitado.

A conclusão é que o VPL dando maior que R\$ 0, o investidor obterá como retorno financeiro o valor do mesmo, ou seja, um valor igual ao VPL e superior ao seu custo de capital investido (Gitman, 1984, p.342).

#### 4.1.8.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A metodologia para cálculo da taxa interna de retorno considera que as somas dos valores atuais dos fluxos de entrada de caixa são iguais aos fluxos atuais de saídas de caixa (BRAGA, 2006 p.59; MACHADO, 2002, p.189).

A determinação da TIR é dada pela equação 4.8.

$$R\$0,00 = \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 \quad (4.8)$$

Sendo:

- $FC_0$  = investimento inicial para o projeto.
- $FC_t$  = os valores mensais de fluxo de caixa.
- TIR = taxa interna de retorno.
- T = número de ordem do mês de operação do SFCR.
- N = vida útil do SFCR expressa em meses.

Para a tomada de decisão, por meio da TIR, deve-se levar em conta a seguinte questão:

- Se a TIR for maior que o custo de capital, no caso deste trabalho foi considerada igual a TMA, o projeto deve ser aceito;

- Se a TIR for menor que o custo de capital, no caso deste trabalho foi considerada igual a TMA, o projeto deve ser rejeitado (GITMAN, 1984, p.344).

## 4.2 RESULTADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA DO SFCR PROJETADO

Neste item são apresentados os resultados financeiros do SFCR projeto para os cenários definidos no item 4.1.6.

### 4.2.1 CENÁRIO 1

O tempo de amortização do investimento inicial do cenário 1, que representa um projeto fotovoltaico com o uso concomitante de energia de 80%, está representado na tabela 8.

A coluna o restante do sistema a ser pago é a diferença entre o valor do capital inicial e a economia financeira gerada, descrita na última coluna e determinada no item 4.1.7.

Com relação a quantidade anual de energia solar gerada pelo SFCR projetado, foi calculado com decaimento na eficiência de 0,5% ao ano. E as tarifas de energia elétrica aplicadas pela distribuidora foram calculadas com aumento tarifário anual de 9,45%, conforme apresentado no item 4.1.3. O valor considerado para o ICMS na energia compensada, leva em conta o aumento da tarifa anualmente em 9,45%.

Conforme a Tabela 8, tem-se que o período de *payback* deste cenário é entre o ano 9 e 10.

Analisando os fluxos de caixa tem-se que o valor corrigido obtido ao longo da vida útil do SFCR projetado, 25 anos, considerando a taxa mínima de atratividade, é R\$14.176,59 e a TIR anual do projeto é de 15,70%.

Tabela 8 - Payback do cenário 1

Ano	Restante do SFCR a ser pago	O&M	Energia Solar Gerada (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito mensal de energia (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Tarifa de energia compensada (R\$/kWh)	Economia financeira
1	R\$ 23.058,00	R\$ 442,68	3703,02	3600,00	103,02	0,6454	0,1721	R\$ 1.753,41
2	R\$ 21.304,59	R\$ 442,68	3684,50	3600,00	84,50	0,7064	0,1884	R\$ 1.961,64
3	R\$ 19.342,95	R\$ 442,68	3666,08	3600,00	66,08	0,7732	0,2062	R\$ 2.189,61
4	R\$ 17.153,35	R\$ 442,68	3647,75	3600,00	47,75	0,8462	0,2256	R\$ 2.439,18
5	R\$ 14.714,16	R\$ 442,68	3629,51	3600,00	29,51	0,9262	0,2470	R\$ 2.712,42
6	R\$ 12.001,74	R\$ 442,68	3611,37	3600,00	11,37	1,0137	0,2703	R\$ 3.011,56
7	R\$ 8.990,18	R\$ 442,68	3593,31	3600,00	-6,69	1,1095	0,2959	R\$ 3.339,05
8	R\$ 5.651,13	R\$ 442,68	3575,34	3600,00	-24,66	1,2144	0,3238	R\$ 3.697,59
9	R\$ 1.953,54	R\$ 442,68	3557,47	3600,00	-42,53	1,3292	0,3544	R\$ 4.090,11
10	-R\$ 2.136,57	R\$ 442,68	3539,68	3600,00	-60,32	1,4548	0,3879	R\$ 4.410,63
11	-R\$ 6.547,21	R\$ 442,68	3521,98	3600,00	-78,02	1,5922	0,4246	R\$ 4.866,08
12	-R\$ 11.413,29	R\$ 442,68	3504,37	3600,00	-95,63	1,7427	0,4647	R\$ 5.338,70
13	-R\$ 16.751,99	R\$ 442,68	3486,85	3600,00	-113,15	1,9074	0,5086	R\$ 5.853,40
14	-R\$ 22.605,39	R\$ 442,68	3469,41	3600,00	-130,59	2,0876	0,5567	R\$ 6.413,93
15	-R\$ 29.019,32	R\$ 442,68	3452,07	3600,00	-147,93	2,2849	0,6093	R\$ 7.024,36
16	-R\$ 36.043,68	R\$ 442,68	3434,81	3600,00	-165,19	2,5008	0,6668	R\$ 7.689,13
17	-R\$ 43.732,80	R\$ 442,68	3417,63	3600,00	-182,37	2,7372	0,7298	R\$ 8.413,08
18	-R\$ 52.145,89	R\$ 442,68	3400,54	3600,00	-199,46	2,9958	0,7988	R\$ 9.201,49
19	-R\$ 61.347,37	R\$ 442,68	3383,54	3600,00	-216,46	3,2789	0,8743	R\$ 10.060,08
20	-R\$ 71.407,46	R\$ 442,68	3366,62	3600,00	-233,38	3,5888	0,9569	R\$ 10.995,12
21	-R\$ 82.402,58	R\$ 442,68	3349,79	3600,00	-250,21	3,9279	1,0474	R\$ 12.013,40
22	-R\$ 94.415,98	R\$ 442,68	3333,04	3600,00	-266,96	4,2991	1,1463	R\$ 13.122,33
23	-R\$ 107.538,31	R\$ 442,68	3316,38	3600,00	-283,62	4,7054	1,2547	R\$ 14.329,99
24	-R\$ 121.868,30	R\$ 442,68	3299,79	3600,00	-300,21	5,1501	1,3732	R\$ 15.645,16
25	-R\$ 137.513,46	R\$ 442,68	3283,30	3600,00	-316,70	5,6367	1,5030	R\$ 17.077,42

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

## 5.2 CENÁRIO 2

De maneira semelhante, no cenário 2, tem-se que o tempo de amortização do investimento inicial é entre 10 e o 11 ano, como pode ser verificado na Tabela 9.

Por meio dos fluxos de caixa e aplicando as mesmas metodologias do cenário 1, tem-se o valor obtido ao longo da vida útil do SFCR projetado igual a R\$ 7.223,96 e a TIR anual igual a 13,50%.



Tabela 9 - Payback do cenário 2

Ano	Restante do SFCR a ser pago	O&M	Energia Solar Gerada (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito mensal de energia (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Tarifa de energia compensada (R\$/kWh)	Economia financeira
1	R\$ 23.058,00	R\$ 442,68	3703,02	3600,00	103,02	0,6454	0,1721	R\$ 1.371,04
2	R\$ 21.686,96	R\$ 442,68	3684,50	3600,00	84,50	0,7064	0,1884	R\$ 1.545,22
3	R\$ 20.141,74	R\$ 442,68	3666,08	3600,00	66,08	0,7732	0,2062	R\$ 1.736,12
4	R\$ 18.405,62	R\$ 442,68	3647,75	3600,00	47,75	0,8462	0,2256	R\$ 1.945,32
5	R\$ 16.460,30	R\$ 442,68	3629,51	3600,00	29,51	0,9262	0,2470	R\$ 2.174,59
6	R\$ 14.285,71	R\$ 442,68	3611,37	3600,00	11,37	1,0137	0,2703	R\$ 2.425,85
7	R\$ 11.859,86	R\$ 442,68	3593,31	3600,00	-6,69	1,1095	0,2959	R\$ 2.701,20
8	R\$ 9.158,66	R\$ 442,68	3575,34	3600,00	-24,66	1,2144	0,3238	R\$ 3.002,95
9	R\$ 6.155,71	R\$ 442,68	3557,47	3600,00	-42,53	1,3292	0,3544	R\$ 3.333,63
10	R\$ 2.822,08	R\$ 442,68	3539,68	3600,00	-60,32	1,4548	0,3879	R\$ 3.586,80
11	-R\$ 764,73	R\$ 442,68	3521,98	3600,00	-78,02	1,5922	0,4246	R\$ 3.968,90
12	-R\$ 4.733,63	R\$ 442,68	3504,37	3600,00	-95,63	1,7427	0,4647	R\$ 4.361,66
13	-R\$ 9.095,28	R\$ 442,68	3486,85	3600,00	-113,15	1,9074	0,5086	R\$ 4.789,37
14	-R\$ 13.884,66	R\$ 442,68	3469,41	3600,00	-130,59	2,0876	0,5567	R\$ 5.255,17
15	-R\$ 19.139,83	R\$ 442,68	3452,07	3600,00	-147,93	2,2849	0,6093	R\$ 5.762,44
16	-R\$ 24.902,26	R\$ 442,68	3434,81	3600,00	-165,19	2,5008	0,6668	R\$ 6.314,86
17	-R\$ 31.217,12	R\$ 442,68	3417,63	3600,00	-182,37	2,7372	0,7298	R\$ 6.916,47
18	-R\$ 38.133,59	R\$ 442,68	3400,54	3600,00	-199,46	2,9958	0,7988	R\$ 7.571,63
19	-R\$ 45.705,23	R\$ 442,68	3383,54	3600,00	-216,46	3,2789	0,8743	R\$ 8.285,13
20	-R\$ 53.990,35	R\$ 442,68	3366,62	3600,00	-233,38	3,5888	0,9569	R\$ 9.062,14
21	-R\$ 63.052,50	R\$ 442,68	3349,79	3600,00	-250,21	3,9279	1,0474	R\$ 9.908,33
22	-R\$ 72.960,83	R\$ 442,68	3333,04	3600,00	-266,96	4,2991	1,1463	R\$ 10.829,86
23	-R\$ 83.790,69	R\$ 442,68	3316,38	3600,00	-283,62	4,7054	1,2547	R\$ 11.833,43
24	-R\$ 95.624,12	R\$ 442,68	3299,79	3600,00	-300,21	5,1501	1,3732	R\$ 12.926,34
25	-R\$ 108.550,45	R\$ 442,68	3283,30	3600,00	-316,70	5,6367	1,5030	R\$ 14.116,55

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

### 5.3 CENÁRIO 3

Como no cenário 3 é feita a análise financeira do SFCR projetado no contexto do sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 16/2015, a quantidade de energia solar gerada na rede é indiferente. Deste modo, para análise do tempo de amortização do investimento, é retirada a coluna tarifa de energia compensada, que considera o valor do ICMS.

O tempo de amortização do investimento inicial é entre 9 e o 10 ano, como pode ser verificado na Tabela 10.

Analisando exclusivamente os fluxos de caixa e aplicando as mesmas metodologias no cenário 1, tem-se que o valor corrigido obtido ao longo da vida útil do SFCR é igual a R\$ R\$ 16.494,13 e a TIR anual é igual a 16,40%.

Tabela 10 - *Payback* do cenário 3

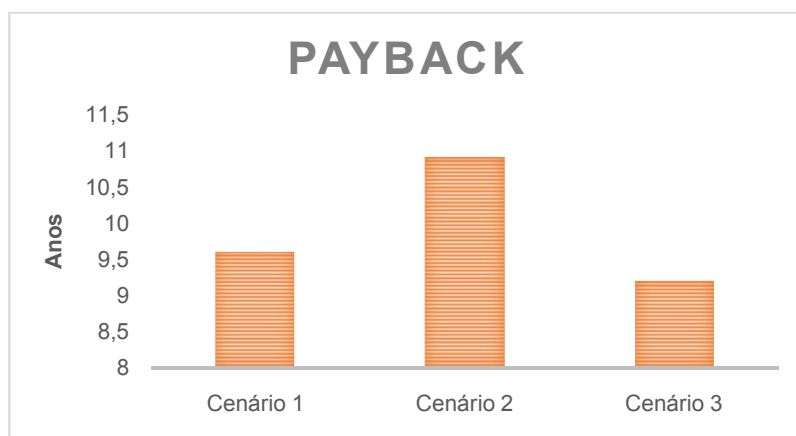
Ano	Restante do SFCR a ser pago	O&M	Energia Solar Gerada (kWh)	Crédito mensal de energia (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Economia financeira
1	R\$ 23.058,00	R\$ 442,68	3703,02	103,02	0,6454	R\$ 1.880,87
2	R\$ 21.177,13	R\$ 442,68	3684,50	84,50	0,7064	R\$ 2.100,44
3	R\$ 19.076,69	R\$ 442,68	3666,08	66,08	0,7732	R\$ 2.340,77
4	R\$ 16.735,92	R\$ 442,68	3647,75	47,75	0,8462	R\$ 2.603,80
5	R\$ 14.132,12	R\$ 442,68	3629,51	29,51	0,9262	R\$ 2.891,70
6	R\$ 11.240,42	R\$ 442,68	3611,37	11,37	1,0137	R\$ 3.206,80
7	R\$ 8.033,62	R\$ 442,68	3593,31	-6,69	1,1095	R\$ 3.551,67
8	R\$ 4.481,95	R\$ 442,68	3575,34	-24,66	1,2144	R\$ 3.929,14
9	R\$ 552,81	R\$ 442,68	3557,47	-42,53	1,3292	R\$ 4.342,27
10	-R\$ 3.789,46	R\$ 442,68	3539,68	-60,32	1,4548	R\$ 4.685,24
11	-R\$ 8.474,70	R\$ 442,68	3521,98	-78,02	1,5922	R\$ 5.165,13
12	-R\$ 13.639,84	R\$ 442,68	3504,37	-95,63	1,7427	R\$ 5.664,38
13	-R\$ 19.304,22	R\$ 442,68	3486,85	-113,15	1,9074	R\$ 6.208,08
14	-R\$ 25.512,31	R\$ 442,68	3469,41	-130,59	2,0876	R\$ 6.800,18
15	-R\$ 32.312,49	R\$ 442,68	3452,07	-147,93	2,2849	R\$ 7.445,00
16	-R\$ 39.757,48	R\$ 442,68	3434,81	-165,19	2,5008	R\$ 8.147,22
17	-R\$ 47.904,70	R\$ 442,68	3417,63	-182,37	2,7372	R\$ 8.911,95
18	-R\$ 56.816,65	R\$ 442,68	3400,54	-199,46	2,9958	R\$ 9.744,77
19	-R\$ 66.561,42	R\$ 442,68	3383,54	-216,46	3,2789	R\$ 10.651,74
20	-R\$ 77.213,16	R\$ 442,68	3366,62	-233,38	3,5888	R\$ 11.639,44
21	-R\$ 88.852,60	R\$ 442,68	3349,79	-250,21	3,9279	R\$ 12.715,09
22	-R\$ 101.567,69	R\$ 442,68	3333,04	-266,96	4,2991	R\$ 13.886,49
23	-R\$ 115.454,18	R\$ 442,68	3316,38	-283,62	4,7054	R\$ 15.162,18
24	-R\$ 130.616,36	R\$ 442,68	3299,79	-300,21	5,1501	R\$ 16.551,44
25	-R\$ 147.167,80	R\$ 442,68	3283,30	-316,70	5,6367	R\$ 18.064,38

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

## 5.4 RESUMO DOS RESULTADOS

O resumo dos tempos de *payback* pode ser visto no Gráfico 3, comprovando que o menor tempo de retorno é para o cenário 3, com um prazo de aproximadamente 9 anos e 2 meses.

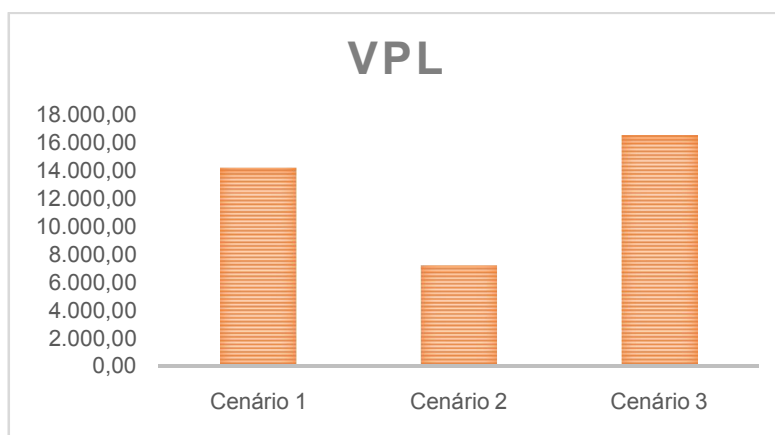
Gráfico 3 - Resumo dos *payback* obtidos nos três cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

O resumo dos resultados para o VPL nos três cenários está explicitado no Gráfico 4, novamente o cenário 3 se destaca.

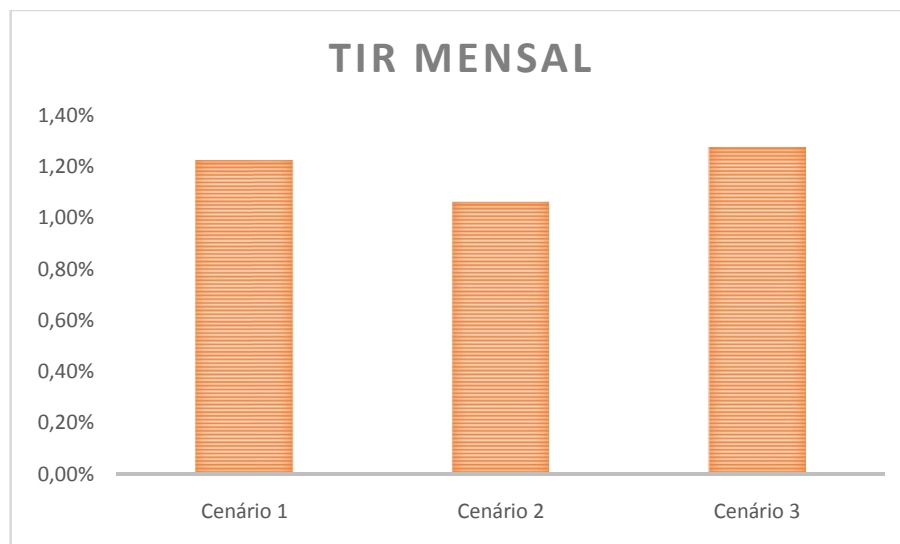
Gráfico 4 - Resumo do VPL obtido para os três cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

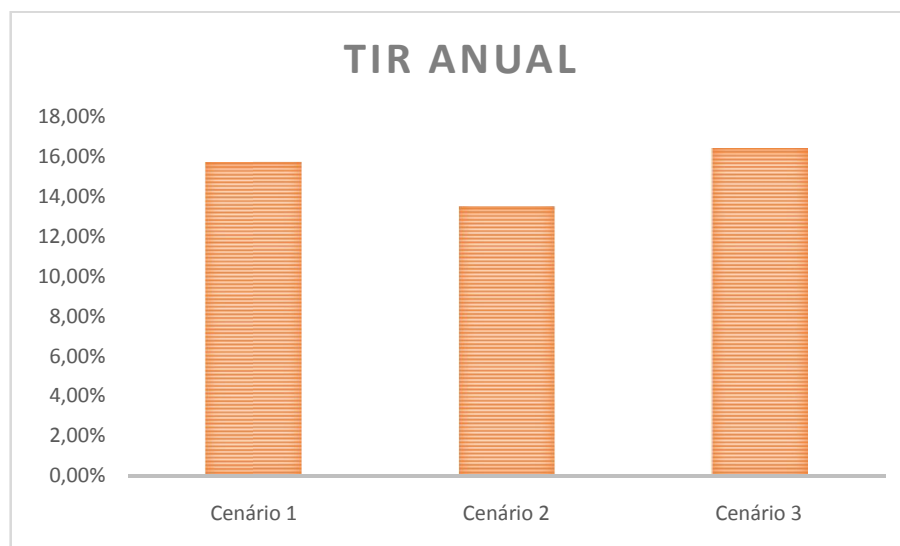
E, por fim, os gráficos 5 e 6 ilustram o resumo das TIR mensais e anuais obtidas respectivamente.

Gráfico 5 - Resumo da TIR mensal obtida nos três cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

Gráfico 6 - Resumo da TIR anual obtida nos três cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo, por meio de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) dimensionado para um cliente do grupo B, comparar os dois modelos de tarifação existente para geração solar fotovoltaica distribuída no Brasil.

O dimensionamento do sistema se deu pelas premissas previamente estabelecidas, indicadas no item 3.1, por meio de dados locais de irradiação, banco solarimétrico do projeto SWERA, estabelecendo o valor do consumo médio para clientes do grupo B, assim como as condições de inclinação e orientação dos módulos.

Como resultado do dimensionamento, o sistema fotovoltaico conectado a rede é de 2,7 kWp, com estimativa de capacidade média de geração mensal de 308,6 kWh/mês, capacidade média de geração anual de 3703,02 kWh/ano e valor de investimento estimado de R\$ 23.058,00, ou seja, R\$8,54/Wp. Além disso, estimou-se a área requerida para instalação do SFCR para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos.

Importante ressaltar que os resultados obtidos correspondem a uma planta fotovoltaica projetada para um ponto central da região de Curitiba. Portanto, em uma eventual mudança na localidade de instalação do SFCR projetado, os resultados não serão os mesmos, devido aos valores de irradiação média do novo local, deste modo os estudos devem ser refeitos, considerando a nova irradiação.

No que diz respeito a análise financeira do SFCR, buscou-se avaliar o impacto da incidência de ICMS na energia compensada no *payback*, na TIR e no VPL do SFCR projetado. Para isto criou-se três cenários distintos, os dois primeiros considerando o sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 6/2013 e porcentagens de 20% e 80% de energia solar fotovoltaica injetada na rede de distribuição da concessionária respectivamente. O terceiro cenário considerado sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 16/2015.

Como resultado, verificou-se que para todos os cenários o SFCR projetado é viável economicamente. Isto porque, para todos os cenários, o *payback* foi menor

que a vida útil de 25 anos do sistema, o VPL foi positivo e a TIR mensal e anual são maiores que as taxas de oportunidade consideradas no trabalho.

Analisando o cenário 1, que possui um uso concomitante de 80%, é possível demonstrar a grande atratividade para o uso em instalações comerciais, por apresentarem o consumo coincidente com a geração do sistema, principalmente em períodos de calor intenso, quando a demanda energética aumenta devido a utilização de aparelhos de ar-condicionado (RÜTHER, 2004, p.61).

Comparando os dois sistemas de tarifação, verifica-se que, em todos os cenários, o SFCR projetado possui os melhores resultados de viabilidade no sistema tarifário estabelecido pelo convênio de ICMS nº 16/2015. Em se tratando do *payback*, a diferença entre o melhor e o pior resultado, cenário 3 e 2 respectivamente, é de 1 anos e 7 meses, ou seja 6,3% da vida útil de 25 anos dos sistemas fotovoltaicos.

Já em relação ao VPL e a TIR as maiores diferenças, também se deram entre os cenários 3 e 2, melhores e piores resultados respectivamente. Em relação ao VPL a diferença é de R\$ 9.270,17. Quanto a TIR mensal e anual, embora mais discretas, as diferenças chegaram a 0,21% e 2,90% respectivamente

Isto posto, verifica-se que os resultados confirmam o impacto negativo da incidência de ICMS na energia compensada na viabilidade do sistema de geração distribuída. Os resultados financeiros dos cenários 1 e 2 são inferiores aos do cenário 3, porém os resultados se tornam atraentes para os consumidores com maior uso concomitante de energia, deste modo é possível constatar que os resultados financeiros pioram com o aumento percentual da energia solar injetada na rede.

Concluí-se, portanto, que o sistema de compensação de energia, que segue o Convênio de ICMS 6/2013, diminuiu a atratividade da inserção da geração solar distribuída como fonte energética, fazendo com que ainda dependamos de fontes de origem fóssil de energia, principalmente em períodos de seca, uma vez que a matriz energética do Brasil é predominantemente hídrica.

Com relação ao aspecto da economia de energia, com os resultados do trabalho, confirma-se a afirmação enunciada pela NBR ISO 50001 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS, 2011), que diz que a geração distribuída de energia é capaz de reduzir significativamente a demanda de energia contratada.

Tais reduções no primeiro ano são de R\$ 1.371,04 e R\$ 1.880,87 no pior e no melhor cenários respectivamente e chegam, nessa mesma ordem, a R\$ 14.116,55 e R\$ 18.064,38 no final da vida útil do sistema.

Considerando os resultados auferidos e as conclusões feitas, propõe-se para estudos e trabalhos futuros:

- Avaliar o sistema fotovoltaico para diferentes localidades, considerando os estados que ainda não aderiram ao Convênio de ICMS 16;
- Avaliar o sistema fotovoltaico considerando a tarifa branca, que sinaliza a variação do valor energia conforme o dia e horário do consumo(ANEEL, 2016c),afim de otimizar o sistema fotovoltaico para que haja redução de custos com energia;
- Avaliar o impacto dos diferentes sistemas de tarifação para geração distribuída existentes no Brasil para os grandes consumidores, grupo A;
- Avaliar o impacto dos diferentes sistemas de tarifação para geração distribuída existentes no Brasil para as modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 687/2015.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Capacidade de Geração do Brasil, Brasília, 2016a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 24 de mai 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Técnicas**. Brasília, 2015. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=8955&id\\_area=90](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90)> Acesso em: 06 de abr 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória nº 2.096**. Brasília, 21 de jun. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162096ti.pdf>> Acesso em: 16 de ago 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cadernos temáticos da ANEEL, Brasília, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Cadernos temáticos da ANEEL, Brasília, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 05 de abr. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em: 05 de abr. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória Nº 1.858**. Brasília, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151858.pdf>> Acesso em: 22 de jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória Nº 1.897**. Brasília, 2015b. Disponível em:



<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151897ti.pdf>> Acesso em: 16 de jul. 2015.  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Registros de micro e minigeradores distribuídos efetivados na ANEEL**. 2016b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/rcgMicro.asp>> Acesso em: 24 de mai. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Condições gerais de fornecimento de energia elétrica**. 2000. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bres2000456.pdf>> Acesso em: 26 de set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa branca**. 2016c. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false)> Acesso em: 20 de set de 2016.

ALMEIDA, P. M.; **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 173 f. Tese de mestrado. Programa de Pós- Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2012.

ALVES, C. B. A.; **Net Metering: definição de metodologia e estudo de caso**. 2014. 108 f. Tese de mestrado. Ciência da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa - FCT-UNL, Lisboa, 2014.

ARBOLEYA, P.; GONZALEZ-MORAN, C.; COTO, M.; GARCIA, J. **The Spanish scenario**. 2013, 6 f. International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (SmartMILE), IEEE, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Status and Prospects of the Brazilian PV Market**. Inter Solar South America, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 50001: Sistemas de gestão de energia - Requisitos com orientação para uso**. Rio de Janeiro, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.

BARROS, L. V.; **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro**. 2014, 106 f. Tese de

Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2014.

BRAGA, R. **Análise de decisões de investimento em condições de risco: um estudo na Veracel Celulose S/A**. 2006. 178f. Tese de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Administração - Universidade Federal da Bahia - UFBA, Salvador, 2006.

BRASIL. **Lei nº 13.106**. Brasília, 2015. Disponível em: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13106.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13106.htm)> Acesso em: 13 de abr. 2016.

BUNDESMINTERIUMS DER JUSTIZ UNDAFÜR VERBRAUCHERSCHUTZ IN ZUSAMMENARBEIT; **Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014**. 2014, 75 f. Berlim, 2014. Disponível em: <[http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2014/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf)> Acesso em: 23 de mar. 2016.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Extrato de Faturamento Horossazonal – Tarifa Verde (2013 a 2016)** da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Paraná, 2016c.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Tarifa Horária Verde - subgrupo A4**. Paraná, 2016d. Disponível em: <[www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp](http://www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp)> Acesso em: 13 de abr. 2016.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Alterações tarifárias**. Paraná, 2016e. Disponível em: <[www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp](http://www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp)> Acesso em: 16 de ago. 2016.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Normas Técnicas NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL**. 70 f. Paraná, 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 16**. Brasília, 2015a. Disponível em: <[www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms](http://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms)> Acesso em: 22 de jun. 2015.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 44**. Brasília, 2015b. Disponível em: <[www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms](http://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms)> Acesso em: 17 de nov. 2015.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 52**. Brasília, 2015c. Disponível em: <[www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms](http://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms)> Acesso em: 17 de nov. 2015.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 130**. Brasília, 2015d. Disponível em: <[www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms](http://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms)> Acesso em: 17 de nov. 2015.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 157**. Brasília, 2015e. Disponível em: <[www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms](http://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms)> Acesso em: 23 de mar. 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 39**. Brasília, 2016.. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv039\\_16](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv039_16)> Acesso em: 16 de ago 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica DEA 19/15: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 60 f. Rio de Janeiro, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica EPE: Aeração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. 58 f. Rio de Janeiro, 2012.

FAE BUSSINES. **Coleção gestão empresarial: Finanças empresariais**. 78 f. Curitiba: Gazeta do Povo, 2002.

FURTADO, M. C. **Avaliação das Oportunidades de Comercialização de Novas Fontes de Energias Renováveis no Brasil**. 2010. 125 f. Tese de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2010.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 175 f. 4. ed. São Paulo: Editora Atlas AS, 2002.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 713 f. São Paulo: Person Addison Wesley, 1984.

GRIJÓ, M. T. P. de M.; **O impacto da produção de energia solar fotovoltaica no crescimento económico: Caso da Alemanha, Espanha, França, Itália, Portugal e Reino Unido.**2014, 63 f. Tese de mestrado. Faculdade de Economia da Universidade do Porto – UP-FEP, Porto, 2014

GROPPELLI, A. A.; NIKBAKHT, E. **Administração financeira.** 535 f. São Paulo: Saraiva, 2001

GUIMARÃES,R.A.; GONÇALVES,R.C. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: análise do panorama mundial e brasileiro.** 2012. 171 f. Trabalho de conclusão de graduação do curso de Engenharia Industrial Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Curitiba, 2012.

HALLIDAY, D.; RESNICK,R.; WALKER,J. **Fundamentos da física.** Volume 4: óptica e física moderna. 2009. 215 f. Rio de Janeiro:LTC, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.**Trends 2015 in Photovoltaic Applications.** 2015. 64 f. National Survey Reports, 2015.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY.**Renewable Capacity Capaci Statistic 2016.**56 f. Masdar City, 2016.

INSTITUTO IDEAL; **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2015.** 38 f. Florianópolis, 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, São José dos Campos 2015a. Disponível em: <[http://sonda.ccst.inpe.br/infos/sobre\\_projeto.html](http://sonda.ccst.inpe.br/infos/sobre_projeto.html)> Acesso em: 16 de nov. 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Base de dados solarimétricos.** São José dos Campos, 2015b. Disponível em:<[http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas\\_solar.html](http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html)> Acesso em: 16 nov. 2015.

JANNUZZI, G.M.; VARELLA, F.K.; GOMES, R.D. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: Panorama da atual legislação.** International Energy Initiative.53 f. Campinas, 2009.

LACHINNI, C.; RÜTHER, R. **The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil.** Renewable Energy 83, p. 786 – 798, 2015.

LEITE, H. de P. **Introdução à Administração Financeira.** 361 f. São Paulo: Atlas, 1982.

LOPES, R.J.C. **Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos.** 128 f. Tese de mestrado em Engenharia Eletrotécnica Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa, 2013.

MACHADO, J. R. **Administração de Finanças Empresariais.** 244 f. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

MARTINS, E. **Contabilidade de custos.** 262 f. São Paulo: Atlas, 2003.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; **Estudo Comparativo da Confiabilidade de Estimativas de Irradiação Solar para o Sudeste Brasileiro Obtidas a partir de Satélite e por Interpolação/Extrapolação de Dados de Superfície.** 2011. 10 f. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 29, p. 266 – 276, 2011.

MINAS GERAIS. **Lei N°20.824.** Minas Gerais, 2013. Disponível em: <[http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2013/l20824\\_2013.htm](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/l20824_2013.htm)> Acesso em: 26 de jun. 2015.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Taxa de Juros Selic.** Brasil, 2016. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>> Acesso em: 11 de abr. 2016

MONTENEGRO, A. A.; **Avaliação do retorno de investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** 2013. 177 f. Tese de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 2013.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** 2014. 106 f. Tese de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2014.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica.** 2015. 58 f. Edição Revisada. São Paulo: Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2015.

NETO, A. A. **Finanças corporativas e valor.** 760 f. São Paulo: Atlas, 2010.

ORTEGA, L. L. M.; **Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho.** 2013, 116 f. Tese de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Metrologia da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2013.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.; **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 529 f. Edição Revisada. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro, 2014

POILLIKKAS, A.; **A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems.** 2013, 8 f. Sustainable Energy Technologies and Assessments, Elsevier, 2013.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Diário Oficial da União.** Art. 8, Seção 1, p.2 07/10/2015. Disponível em: <<http://www.jusbrasil.com.br/diarios/101681902/dou-secao-1-07-10-2015-pg-2>> Acesso em 24 de nov. 2015.

PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS. **Research and application, short communication: Solar cell efficiency tables ( version 37).** 2010. disponível em: <[http://www.energyfocusinc.com/wp-content/uploads/VHESC-World-Record\\_solar-cell-efficiency-tables-37.pdf](http://www.energyfocusinc.com/wp-content/uploads/VHESC-World-Record_solar-cell-efficiency-tables-37.pdf)> acessado em: 15 de mai de 2016.

PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA. **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES.** 2012. 314 f. Campinas- SP.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2015 Global Status Report.** 251 f. France, 2015.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** 113 f. 1. ed. Florianópolis: Editora UFSC - LABSOLAR, 2004.

SUNFLOWER RENEWABLE ENERGY. Disponível em: <[http://www.sunflower-solar.com/index\\_pt.php?act=content&scheduler\\_id=2029](http://www.sunflower-solar.com/index_pt.php?act=content&scheduler_id=2029)> acessado em: 6 de abr 2016.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do Potencial de Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Paraná.** 2015. 228 f. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas da Pontifícia Universidade Católica do Paraná – PUC-PR, Curitiba, 2015.

TIEPOLO, G. M.; CASTAGNA, A.G.; RIBEIRO, M. F. S.; BRACARENSE, P. **CRISE ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO PARANÁ.** Disponível em: <<http://www.ipardes.pr.gov.br/ojs/index.php/revistaparanaense/article/viewFile/763/1002>> acessado em: 29 de ago de 2016.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais.** 2012. 164 f. Tese de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, 2012.

URBANETZ, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade.** 2010. 189 f. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. Florianópolis, 2010.

URBANETZ, J.; CASAGRANDE, E. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR.** 2012. 10 f. VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2012.

URBANETZ, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica:** Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da Universidade Tecnológica do Paraná. 2015. 110 f. Notas de Aula.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Relatório de gestão do exercício de 2014.** 2015. 485 f. Curitiba, 2015. Disponível em: <[http://www.utfpr.edu.br/estrutura-universitaria/diretorias-de-gestao/diretoria-de-gestao-da-avaliacao-institucional/relatorio-de-gestao/2014\\_relatorio-de-gestao](http://www.utfpr.edu.br/estrutura-universitaria/diretorias-de-gestao/diretoria-de-gestao-da-avaliacao-institucional/relatorio-de-gestao/2014_relatorio-de-gestao)> Acesso em: 26 de jun. 2015.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Relatório de gestão do exercício de 2015.** 2016. 581 f. Curitiba, 2016. Disponível em: <<http://www.utfpr.edu.br/estrutura-universitaria/couni/portarias>> Acesso em: 11 de mai. 2016.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Mapa do campus Curitiba**. Disponível em: <<http://200.134.25.110/mapa/mapa.html>> Acesso em: 15 de mai. 2016.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 224 f. 2. ed. São Paulo. Edição. Saraiva, 2015.