

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

PAULO RICARDO VRIESMAN DA SILVA

**IMPACTOS DOS MODELOS DE TARIFAÇÃO PARA GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA VIGENTES NO BRASIL:**
caso de estudo no *câmpus* Curitiba/Sede Centro da UTFPR

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA
2016

PAULO RICARDO VRIESMAN DA SILVA

**IMPACTOS DOS MODELOS DE TARIFAÇÃO PARA GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA VIGENTES NO BRASIL:**
*caso de estudo no *câmpus* Curitiba/Sede Centro da UTFPR*

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

PAULO RICARDO VRIESMAN DA SILVA

IMPACTOS DOS MODELOS DE TARIFAÇÃO PARA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA VIGENTES NO BRASIL:

caso de estudo no *câmpus* Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

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. O aluno foi arguido 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

SILVA, P. R. V. da. **Impactos dos Modelos de Tarifação para Geração Solar Fotovoltaica Distribuída Vigentes no Brasil: caso de estudo no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR.** 77 f. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização, Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Curitiba, 2016.

No Brasil o sistema de tarifação adotado para geração solar fotovoltaica distribuída é baseado no *net metering* genuíno (troca de kWh por kWh). No entanto, pelo Convênio ICMS 6/2012 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), é estabelecida a incidência do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre o excedente de energia compensada. Entretanto, vinte e um estados brasileiros, por incentivos governamentais, isentaram o pagamento de ICMS na energia elétrica compensada e por isso, tem-se dois sistemas de tarifação distintos e que impactam diferentemente e diretamente a disseminação dessa tecnologia de geração no país. Tais impactos são a temática deste trabalho, uma pesquisa de campo, na qual por meio do dimensionamento de um sistema de geração solar fotovoltaica conectado à rede (SFCR) dimensionado para o *câmpus* Curitiba/Sede Centro da UTFPR, objetiva, por intermédio dos valores tarifários de energia e diferentes metodologias financeiras, a comparação dos diferentes sistemas de tarifação. Os resultados, de um modo geral, evidenciam o impacto negativo da incidência de ICMS na energia compensada, a qual posterga e dificulta a viabilidade financeira do uso da energia solar como alternativa para a redução das despesas com energia no referido *câmpus*.

Palavras – Chave: Sistemas de Tarifação. Impactos. Geração distribuída fotovoltaica. Câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR. Viabilidade.

ABSTRACT

SILVA, P.R. **Impacts of Tariff Models for Distributed Photovoltaic Solar Generation Effective in Brazil:** case study at the campus Curitiba / Headquarters UTFPR. 77 p. 2016. Specialization Course, Postgraduate Program in Renewable Energies of the Federal Technological University of Paraná - UTFPR, Curitiba, Brazil, 2016.

In Brazil, the adopted distributed photovoltaic generation tax system is based on net metering (on its genuine form, exchange kWh per kWh). By the ICMS 6, from the Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), it is established that the ICMS over the exceeded compensated energy shall be applied. In spite of that, twenty one brazilian states, by government determination, made the ICMS payment on compensated electrical energy free and, for that, there is two different tax systems that directly impact on the spreading of this type of electrical generation in Brazil. These impacts are the object of this paper, a field research, in wich through a solar photovoltaic net connected system dimensioned for UTFPR's Curitiba center CÂMPUS, aims to compare the two different tax systems. The results, in a general way, shown the negative ICMS impact on the compensated energy, that postpone the economical use of the solar energy as an alternative to the expenses reduction on the CÂMPUS.

Keyword: Tax system. Distributed photovoltaic generation. Câmpus Curitiba/Sede Centro UTFPR. Viability.

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

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -painel de silício (a) monocristalino; (b) policristalino.....	21
Figura 2 – Fatura de energia medidor 0027600982 do câmpus Curitiba/Sede centro da UTFPR.	38
Figura 3 - Áreas selecionadas para a instalação de módulos fotovoltaicos no câmpus Curitiba/Sede centro UTFPR.....	42

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Produção de módulos fotovoltaicos em 2014	20
Gráfico 2 - Capacidade instalada no Brasil de SFVCR.....	33
Gráfico 3 - Capacidade estimada no Brasil de SFVCR até 2017	34
Gráfico 4 – Histórico de temperaturas na localidade do projeto de geração solar fotovoltaica.	40
Gráfico 5 - comparativo entre as estimativas de geração mensal do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR.....	46
Gráfico 6 – Resumo dos <i>paybacks</i> obtidos para os três cenários analisados.....	63
Gráfico 7 – Resumo dos VPLs obtidos para os três cenários analisados	64
Gráfico 8 – Resumo das TIRs mensais obtidas para os três cenários analisados	64
Gráfico 9 – Resumo das TIRs anuais obtidas para os três cenários analisados.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada de energiasolar fotovoltaica na América do Sul em 2015	33
Tabela 2 –Dados de irradiação média diária para o câmpus sede centro da UTFPR	36
Tabela 3 – Áreas necessárias para instalação dos módulos fotovoltaicos para o câmpus sede centro da UTFPR	41
Tabela 4 – Quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para o projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR.....	43
Tabela 5 – Estimativa do custo do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR	44
Tabela 6 –Estimativa de geração do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR	46
Tabela 7 – Consumo faturado no medidor 0027600982 do câmpus sede centro da UTFPR	48
Tabela 8 – Tarifas de energia COPEL A4 Verde (11/04/2016)	50
Tabela 8 – Histórico de reajustes tarifários anuais médios da COPEL	51
Tabela 9 – Histórico da taxa SELIC entre 2011 e 2016	52
Tabela 10 – <i>Payback</i> para o cenário 1	60
Tabela 11 – <i>Payback</i> para o cenário 2.....	61
Tabela 12 – <i>Payback</i> para o cenário 3.....	62

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	TEMA E SUA DELIMITAÇÃO	11
1.2	PROBLEMÁTICA E PREMISSAS	14
1.3	OBJETIVOS	15
1.3.1	Objetivo geral	15
1.3.2	Objetivos específicos	15
1.4	JUSTIFICATIVA	16
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	19
2.1	TECNOLOGIAS SOLAR FOTOVOLTAICA.....	19
2.1.1	Módulos Fotovoltaicos.....	19
2.1.1.1	Silício cristalino.....	20
2.1.1.2	Filmes finos	22
2.1.2	Inversores.....	22
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCRs)	23
2.3	ASPECTOS NORMATIVOS.....	24
2.3.1	Resolução Normativa N° 482/2012	25
2.3.2	Procedimento de Distribuição (PRODIST) – Módulo 3.....	26
2.3.3	Normas Técnicas da Copel 905200	27
2.4	SISTEMAS DE TARIFAÇÃO PARA SFCRs DISTRIBUÍDOS	27
2.4.1	Feed in	28
2.4.2	Net Metering.....	29
2.5	PANORAMA NACIONAL.....	32
3	PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR	35
3.1	PREMISSAS DO PROJETO	35
3.2	AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR....	35
3.3	DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE CONSUMO NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR	37
3.5	ESTIMATIVA DO CUSTO DO PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR.....	43
3.6	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR	44

4	METODOLOGIA PARA ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR.....	47
4.1	CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR	47
4.2	TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA APLICADAS AO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR	49
4.3	VALOR DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA COMPENSADA NO CAMPUS CENTRO DA UTFPR	50
4.4	TAXA DE AUMENTO ANUAL TARIFÁRIO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	51
4.5	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA)	52
4.6	DESPESAS MENSAIS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	53
4.7	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CURITIBA/SEDE CENTRO DA UTFPR.....	53
4.8	DETERMINAÇÃO DA ECONOMIA FINANCEIRA COM ENERGIA	54
4.9	CENÁRIOS PARA ANÁLISE DOS MODELOS TARIFÁRIOS APLICADOS AO SFCR DO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR.....	55
4.10	CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO	55
4.10.1	Período de Payback	56
4.10.3	Taxa Interna de Retorno (TIR)	57
5	RESULTADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR.....	59
5.1	CENÁRIO 1	59
5.2	CENÁRIO 2	60
5.3	CENÁRIO 3.....	62
5.4	RESUMO DOS RESULTADOS.....	63
6	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS.....	69

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo, além de retratar a temática, o problema, os objetivos, a justificativa, o cronograma e a estrutura do trabalho, apresenta o embasamento teórico para uma melhor compreensão e interpretação do mesmo.

1.1 TEMA E SUA DELIMITAÇÃO

Segundo o Relatório de Gestão do Exercício de 2014 e 2015, a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2015, p.187 e 188; 2016, p.237 e 238), tem adotado iniciativas que estimulem ações para redução do consumo de energia elétrica. Tais ações geraram resultados no consumo energético da instituição, passando de um acréscimo no consumo medido de energia, em kWh, em relação ao ano anterior, de 15,5% em 2014 para 1,11% em 2015 (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2015, p.187 e 188; 2016, p.238).

Porém, devido aos recentes reajustes tarifários, os quais, segundo as Resoluções Homologatórias N°1.858 e N° 1.897 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 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), o demonstrativo do consumo de energia elétrica nos *campi* sediados em Curitiba, mostram uma despesa gasta com energia em 2015, 78,15% a mais que o ano anterior, totalizando R\$ 2.425.008,33 (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2016, p.238).

Mostrando que esse aumento se deve ao aumento tarifário das contas de energia elétrica no período, além do aumento constante das áreas físicas, números de equipamentos e ambientes de laboratórios e crescimento das ofertas de vagas para atender à implantação de novos cursos (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2016, p.239). Ou seja, diante da constante expansão da

Universidade e do reajuste tarifário, prevê-se um cenário de maiores despesas com energia elétrica.

Segundo a NBR ISO 50001 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011), uma alternativa para a redução dos custos com energia é o uso de geração de energia elétrica próxima ao consumidor final, ou seja, geração distribuída, a qual é capaz de reduzir significativamente a demanda de energia contratada junto às concessionárias de energia elétrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011). Isto ocorre, porque o próprio consumidor contribui, com a geração de sua demanda energética (URBANETZ, 2010, p.27).

Em meios urbanos, onde é grande o consumo de energia e os espaços físicos são restritos, a geração distribuída de energia por meio de painéis fotovoltaicos possui vantagens (RÜTHER, 2004, p.9; URBANETZ, 2010, p.28). Essa fonte, além de possuir baixo impacto ambiental, ser silenciosa e ser uma fonte renovável, pode ser integrada as edificações, ou seja, não necessita de áreas adicionais, podendo ser instaladas em fachadas e coberturas de prédios, casas, indústrias e comércio (RÜTHER, 2004, p.9; URBANETZ, 2010, p.28).

Os sistemas de geração fotovoltaica são divididos em Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFIs), Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) e SFCRs com *backup* de energia (URBANETZ, 2010, p.27 e 28). No entanto, apenas os dois últimos são considerados como geração fotovoltaica distribuída, isso porque, a potência gerada por eles é disponibilizada no ponto de consumo energético e consumida pelas cargas locais, sendo o excedente exportado para rede de energia elétrica e com isso, reduz-se as perdas com a distribuição e a transmissão de energia (RÜTHER, 2004, p.9; URBANETZ; CASAGRANDE, 2012, p.3).

A possibilidade de vender toda energia gerada, serviu de incentivo para implantação de sistemas fotovoltaicos em países com energia majoritariamente de origem fóssil, os quais, adotaram o sistema de tarifação *feed in*, onde a tarifa paga ao kWh fotogerado é superior a tarifa de compra de energia pelo consumidor (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.36; URBANETZ, 2010, p.39 e 40). Tais medidas de incentivo, foram

adotadas em países como Alemanha, Eslovênia, Espanha e Reino Unido (FURTADO, 2010, p.69 a 77).

Já em países como Austrália, Estados Unidos e Japão, segundo Alves (2014, p.24 a 35) e Urbanetz (2010, p.39), o incentivo é realizado pelo sistema de tarifação *net metering*. Nesse sistema, tem-se o acúmulo de créditos, em kWh, do excedente de energia gerada injetada na rede, possibilitando em períodos de baixa ou nenhuma irradiação solar, o uso desses créditos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.5).

No Brasil, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia - MME (2014, p.11 e 12), o sistema de tarifação adotado é baseado no *net metering* genuíno (troca de kWh por kWh). No entanto, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), pelo Convênio ICMS 6/2012 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 brasileira típica. Ou seja, impede a popularização da tecnologia no país.

No entanto, alguns estados brasileiros, por incentivos governamentais, isentaram o pagamento de ICMS na energia elétrica compensada. Em 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, também determinou o consumo líquido de energia como base de cálculo do ICMS para os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio grande do Norte, Rio grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe e Tocantins (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d, 2015e, 2016a e 2016b).

Verifica-se, portanto, um início de mudança do cenário da geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Entretanto, tais mudanças são restritas a determinadas localidades, 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.

Esta análise é a temática da presente monografia, a qual tem por objetivo, por meio de um caso de estudo no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, avaliar e comparar os impactos financeiros desses sistemas de tarifação na fatura de energia do câmpus em estudo.

1.2 PROBLEMÁTICA E PREMISSAS

Considerando, segundo a UTFPR (2015, p.187 e 188; 2016, p.237 e 238), o insucesso das iniciativas de estímulo a redução das despesas com o consumo de energia adotadas no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR e assumindo como solução para este cenário a instalação de um SFCR, conforme sugerido em ABNT (2011), é relevante verificar os impactos desta solução no consumo energético e, conseqüentemente, nas despesas com energia elétrica do câmpus (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011; UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2015, p.187; 2016, p.238).

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 16/2015, 44/2105, 52/2015, 130/2015, 39/2016 e 81/2016 determina como base de cálculo para o ICMS o consumo líquido de energia elétrica (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2016a; 2016b; MINAS GERAIS, 2013). Portanto, atualmente no Brasil, têm-se dois sistemas de tarifação para geração distribuída fotovoltaica. O primeiro, limitado a alguns estados, visa o incentivo a essa tecnologia de geração, já o

segundo, 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 do SFCR no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, quais são os impactos financeiros desses diferentes sistemas de tarifação nas tarifas de energia elétrica do câmpus? Como tais impactos impactariam na viabilidade do SFCR dimensionado?

Acredita-se que com a respostas a esses questionamentos, incentive-se a isenção de ICMS nas demais unidades federativas brasileiras e se dissemine a tecnologia de geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional.

1.3.OBJETIVOS

Este item apresenta os objetivos geral e específicos deste trabalho.

1.3.1Objetivo geral

Comparar os impactos dos diferentes modelos de tarifação para geração fotovoltaica distribuída vigentes no Brasil, por meio de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) dimensionado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

1.3.2Objetivos específicos

- Dimensionar SFCR para suprir a demanda de energia elétrica no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, no ano de 2015;

- Determinar a redução das despesas com energia elétrica para o sistema de tarifação baseado no Convênio de ICMS 6, considerando o SFCR dimensionado já implantado no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR;
- Determinar a redução das despesas com energia elétrica para o sistema de tarifação baseado no *net metering*, considerando o SFCR dimensionado já implantado no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR;
- Comparar os impactos financeiros dos modelos de tarifação na fatura de energia do câmpus e na viabilidade do SFCR dimensionado.

1.4 JUSTIFICATIVA

Visando diversificar suas matrizes energéticas predominantemente fósseis, com o intuito de diminuir a emissão de gás carbônico, alguns países, como a Alemanha, EUA e Espanha, por meio de incentivos tributários, buscaram a disseminação dos sistemas de geração fotovoltaicas distribuídos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.5). Já na matriz energética brasileira, predominantemente proveniente de fontes hídricas, tem-se verificado um aumento significativo na participação dos combustíveis fósseis, motivado pelos grandes períodos de escassez de chuvas, os quais, nos últimos anos, vêm assolando o território do país (TIEPOLO, 2015, p.24 e 49). Além disso, seguindo os exemplos internacionais, percebe-se, restrito a interesses governamentais, por meio dos Convênios de ICMS, incentivos fiscais à geração fotovoltaica distribuída no Brasil (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2015e; 2016a; 2016b; MINAS GERAIS, 2013).

No entanto, para seis estados brasileiros, o sistema de tarifação para geradores fotovoltaicos distribuídos, baseados no Convênio ICMS 6/2012/2012, prevê a incidência de ICMS na energia elétrica compensada, o que, segundo a EPE e o MME (2014), é um entrave para difusão desta tecnologia no país. 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.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho é de natureza científica aplicada, pois objetiva gerar conhecimentos para aplicações práticas e problemas específicos. E, além disso, apresenta característica explicativa, pois, visa determinar fatores que justificam a ocorrência de algum fenômeno (GIL, 2002, p.42), sendo seus procedimentos técnicos baseados na pesquisa bibliográfica, documental e caso de estudo no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

Para o dimensionamento do SFCR do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, será verificado os dados de irradiação solar na localidade do mesmo, por meio do banco de dados solarimétricos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e da demanda energética do câmpus, obtida por meio das faturas de energia elétrica, as quais também, retratam os consumos horosazonais de energia e as tarifas cobradas, possibilitando comparar os impactos financeiros dos diferentes sistemas de tarifação adotados no Brasil.

Tal comparação e análise dos dados, terá cunho quantitativo, pois se dará por meio de diferentes metodologias financeiras, como: o *Payback*, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL), resultando em valores numéricos.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é estruturado conforme o descrito a seguir:

No capítulo 1, capítulo introdutório, apresenta a temática, o problema, os objetivos, a justificativa e a fundamentação teórica do trabalho, visando uma melhor compreensão e interpretação do mesmo.

O capítulo 2, trata sobre a energia solar fotovoltaica no contexto brasileiro e mundial, apresentando aspectos tecnológicos, mercadológicos e tarifários.

No capítulo 3, é discutido o procedimento metodológico para o dimensionamento do SFCR capaz de suprir a demanda energética do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR e para a determinação da sua capacidade de geração.

O capítulo 4 aborda a metodologia desenvolvida para a determinação dos impactos financeiros dos modelos de tarifação vigentes no Brasil nas despesas com energia elétrica do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR e na viabilidade do SFCR dimensionado.

O capítulo 5, apresenta a análise financeira e o comparativo dos resultados dos modelos de tarifação vigentes no Brasil nas despesas com energia elétrica do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR e na viabilidade do SFCR dimensionado.

E por fim, no capítulo 6, são feitas conclusões e considerações finais acerca do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo, apresenta a revisão de literatura acerca dos sistemas fotovoltaicos. Versado sobre as tecnologias de módulos e inversores, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), os aspectos normativos, sistemas tarifários e, por fim, sobre o panorama nacional em relação a geração solar fotovoltaica distribuída.

2.1 TECNOLOGIAS SOLAR FOTOVOLTAICA

O mercado fotovoltaico, vem crescendo acentuadamente nos últimos anos, com novas tecnologias oferecendo alternativas especialmente desenvolvidas para a integração ao entorno construído (RÜTHER,2004, p.20).

Nos tópicos a seguir serão abordadas as principais tecnologias comercialmente disponíveis para módulos fotovoltaicos e inversores.

2.1.1 Módulos Fotovoltaicos

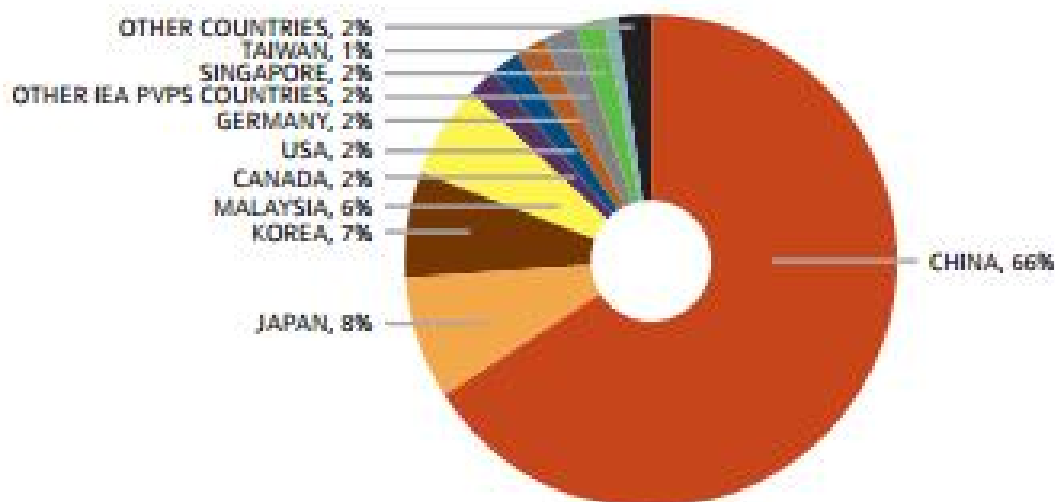
O modulo fotovoltaico é a unidade básica e fundamental para geração de energia elétrica por meio da irradiação solar, sendo constituído por um conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas e interligadas eletricamente em arranjos específicos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013, p.3).

A conversão da energia solar em energia elétrica acontece, por intermédio do efeito fotovoltaico nas células fotovoltaicas, das quais, dentre os diferentes matérias que as constituem, destaca-se o silício, o qual, dependendo da tratamento e tecnologia de fabricação, pode ser monocristalino, policristalino ou amorfo (ALMEIDA, 2012, p.41).

A produção global de módulos fotovoltaicos (silício cristalino e de filmes finos) foi estimada em aproximadamente 46 GW em 2014, segundo a

International Energy Agency (IEA) (2015, p.40). Sendo a China o maior produtor dos mesmos, com cerca de 30,4 GW fabricados e, conseqüentemente, representando 66% do mercado global, conforme ilustra o gráfico 1 (*International Energy Agency*, 2015, p.40).

Gráfico 1 - Produção de módulos fotovoltaicos em 2014



Fonte: *International Energy Agency*, 2015, p.40

Segundo a *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, em 2015a capacidade global instalada de geração solar fotovoltaica atingiu foi de 222.360 MW e considerando a tendência de instalação mundial, é esperado melhorias na capacidade de produção e um crescimento contínuo do mercado solar fotovoltaico (*International Renewable Energy Agency*, 2016, p.29).

2.1.1.1 Silício cristalino

O silício cristalino é o semicondutor mais tradicional, representando mais de 85% do mercado solar fotovoltaico (GALDINO; PINHO, 2014, p.50). Tal fato se deve, por ser considerada uma tecnologia confiável, e por possuir eficiência comercialmente atraente (RÜTHER, 2004. p.22). A tecnologia empregada na

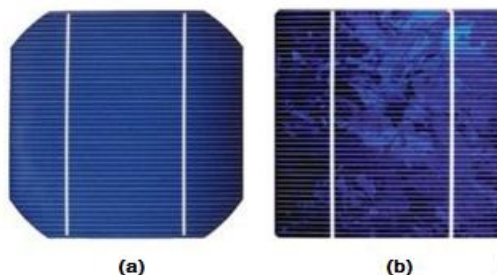
fabricação de células fotovoltaicas de silício podem ser monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si) (URBANETZ, 2010, p.35).

Os módulos monocristalinos que podem chegar a 24% de eficiência dependendo da técnica utilizada (TIEPOLO, 2015, p.76; PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2011, p.85), o silício dos mesmos se formam a partir de um único cristal e são obtidos pelo método de Czochralski (LOPES, 2013, p.13. Neste processo, o único cristal de silício, é colocado em contato com a superfície superior do silício derretido, solidificando-o conforme o padrão do cristal injetado e com isso, aumentando a estrutura do único cristal de silício (LOPES, 2013, p.13).

Já o silício policristalino, ao invés de se formar de um único cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de pequenos cristais, com dimensões na ordem de centímetros (GALDINO; PINHO, 2014, p.50). A presença de vários cristais de silício no p-Si, reduz a eficiência desta célula, que varia de 14,5% a 16,2% (JANNUZZI et al., 2009, p.7; URBANETZ, 2010, p.37). Entretanto, esta tecnologia tem como vantagem a redução do custo de produção, uma vez que a perfeição cristalina é menor em comparação com o m-Si (RÜTHER, 2004, p.23).

Na figura 1, é possível notar a diferença entre as tecnologias de silício mono e policristalino.

Figura 1 -painel de silício (a) monocristalino; (b) policristalino.



Fonte: SUNFLOWER, 2016.

2.1.1.2 Filmes finos

No intuito de se buscar alternativas na fabricação de células fotovoltaicas, principalmente para redução de custos, surgiu a tecnologia comercialmente conhecida como filmes finos, que são fabricados a partir de silício amorfo (Si-a), disseleneto de cobre-indio (CSI) e telureto de cádmio (CdTe) (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009, p.8).No entanto, segundo Galdino e Pinho (2014, p.133) esta tecnologia tem uma pequena participação no mercado e menor eficiência, atingindo aproximadamente 12% da produção mundial. Este fator se deve a baixa eficiência, cerca de 10% nos melhores módulos, a disponibilidade dos matérias e, no caso do cádmio, toxicidade dos mesmos (GALDINO; PINHO, 2014, p.51 e 134).

Porém, por apresentar baixos custos de produção, decorrente das quantidades diminutas de materiais envolvidos, e das pequenas demandas de energia envolvidas em seu processo produtivo, as tecnologias de filmes finos, segundo Ruther (2004, p.78 e 2014, p.21), são promissoras, em larga escala, na geração de energia solar fotovoltaica e aplicações em que prevalecem a estética, como integradas ao entorno construído.

2.1.2 Inversores

O inversor é o equipamento responsável pela conversão da energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, a qual é gerada em tensão e corrente contínua (CC), em tensão e corrente alternada (CA) com frequência nominal da rede de distribuição, no Brasil 60 Hz (RÜTHER, 2004, p.17).

Em sistemas fotovoltaicos conectados a rede, é possível classificar os inversores pelo número de fases, monofásicos ou trifásicos, pelo tipo de comutação, comutação pela rede ou autocomutados, e pelo número de série para conexão (GALDINO; PINHO, 2014, p.236; URBANETZ,2010, p.84). Sendo assim, segundo Pinho e Galdino (2014, p.237) classificam-se em:

- Inversores multi séries - podem ser monofásicos ou trifásicos, com várias entradas CC, possuem buscador(es) de máxima potência independentes ou não e operam na faixa de kWp;
- Inversores de uma série—são monofásicos, contêm apenas duas entradas CC, uma positiva e outra negativa, possuem um buscador de máxima potência e operam até 10kWp.

Para a tecnologia de filmes finos, é exigido que os inversores possuam transformador de acoplamento, ou seja, isolamento galvânica, a fim de postergar a degradação dos mesmos (VILLALVA, 2015, p.70). Tais transformadores, podem ser de baixa frequência (60Hz) para acoplar a tensão da saída na rede, ou de alta frequência (kHz), que possuem maior eficiência (GALDINO; PINHO, 2014, p.238).

Uma função obrigatória que os inversores de SFCRs devem ter, segundo a ABNT NBR 16149:2013, é o recurso de proteção anti-ilhamento (ALMEIDA, 2012, p.61). Este recurso assegura que os inversores se desconectem automaticamente da rede, em situações de interrupção de energia ou desenergização da mesma, garantindo, com isso, a segurança de pessoas e equipamentos (GALDINO; PINHO, 2014, p.238; VILLALVA, 2015, p.168).

Aliado a isso, no Brasil, a NBR 16149 16149:2013 prevê que os inversores conectados à rede devem atender parâmetros de variação de tensão e frequência, distorção harmônica, fator de potência, entre outros (GALDINO; PINHO, 2014, p.239).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCRs)

Segundo dados da *International Renewable Energy Agency* (2016, p.29), a capacidade instalada mundial de sistemas fotovoltaicos, em 2015, chegou a marca de 222,360 GW.

Estes sistemas 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).

A principal vantagem dos SFCRs, 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 SFCRs, 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.

No caso da geração fotovoltaica centralizada, em grandes usinas, a principal vantagem é a economia financeira devido a escala, fazendo com que a viabilidade e o retorno financeiro desses sistemas frente aos de menor porte sejam antecipados (NAKABAYASH, 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 (NAKABAYASH, 2015, p.13; RÜTHER, 2004, p.9)

2.3 ASPECTOS NORMATIVOS

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

2.3.1 Resolução Normativa N° 482/2012

A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados a unidades consumidoras, foi definida em 2012 pela ANEEL, a partir da publicação da Resolução Normativa n° 482/2012 (REN482), que trata da micro e mini geração distribuída, sistema de compensação e outras providências (GALDINO; PINHO, 2014, p.62). Além disso, as micro e mini gerações distribuída devem atender ao módulo 3 do Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e as normas de acesso das distribuidoras locais (GALDINO; PINHO, 2014, p.289).

Em 1° de março de 2016, começou entrar 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 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Dentre as mudanças da nova resolução, estão as retificações das potências máximas da micro e minigeração distribuídas, as quais 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, pois reduziu o tempo de duração para mesmos (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, o qual passou a 60 meses, o acompanhamento e submissão dos novos projetos de micro e minigeração distribuída por meio eletrônico até 2017, a desobrigação do uso de dispositivos de seccionamento visível (DSV) para minigeradores distribuídos e a criação de novos modelos para o abatimento da energia renovável gerada, são eles: empreendimentos com múltiplas unidades, geração compartilhada e autoconsumo remoto (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

“Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).”

2.3.2 Procedimento de Distribuição (PRODIST) – Módulo 3

Os procedimentos do PRODIST previstos na REN482, são referentes ao acesso ao sistema de distribuição, e têm como objetivo estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão ao sistema de distribuição e o correto uso do mesmo, 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 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p.78).

2.3.3 Normas Técnicas da Copel 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 (COPEL) elaborou a norma Normas Técnicas da Copel 905200 (NTC 905200) em 2014 (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016a, 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, 2016a, 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, 2016a, p.4).

2.4 SISTEMAS DE TARIFAÇÃO PARA SFCRs DISTRIBUÍDOS

A perspectiva de aumento tarifário ao longo da vida útil do sistema de geração fotovoltaica é utilizada como ferramenta da análise financeira dos mesmos. Em suas análises, Torres (2012, p.138) e Lachinni e Rütther (2015, p.797),

consideram inflações anuais nos valores de tarifa de energia. Análise semelhante é realizada por Montenegro (2013, p.49) e Nakabayashi (2014, p.43), os quais avaliaram diversos cenários com aumentos tarifários anuais diferentes.

Entretanto, a ANEEL (2014, p.24 a 27) e a EPE e o MME (2014, p.39 e 56), acrescentam as suas avaliações financeiras da micro e minigeração solar a energia compensada e, com isso, evidenciam a importância do sistema de tarifação praticado na viabilidade dos sistemas fotovoltaicos.

Em se tratando Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) distribuídos, existe dois tipos de sistema de tarifação: o *feed-in*, ou tarifa prêmio e o *net metering*, ou medição líquida (ALVES, 2014, p.5 e 21; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.36; URBANETZ, 2010, p.5,39 e 40). No entanto, em parte dos estados brasileiros, por meio do Convênio de ICMS 6, têm-se um sistema de tarifação baseado no *net metering*, o qual prevê a incidência de ICMS na energia compensada (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.5). Os modelos de tarifação para os SFCRs são discutidos ao longo desta seção.

2.4.1 Feed in

O sistema de tarifação *feed in*, ou tarifa prêmio, é um subsídio afim de impulsionar a geração de energia elétrica por meio de energias renováveis. Principalmente, em países onde o custo dessa energia é mais alto do que a energia de origem fóssil (GRIJÓ, 2014, p.14).

Tal incentivo é realizado por meio da compra do kWh gerado de fontes renováveis, a um valor superior às tarifas de consumo de energia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.36; URBANETZ, 2010, p.39 e 40). Essa compra é realizada pelas comercializadoras e é garantida por um longo período de tempo e com isso, mitiga significativamente os riscos dos investimentos na geração de energia por meio de fontes renováveis (ALVES, 2014, p.14; POULLIKKAS, 2013, p.1).

Dentre os países que adotaram este modelo tarifário, estão a China, Japão e 18 países da União Europeia (ALVES, 2014, p.14; POULLIKKAS, 2013, p.1; ORTEGA, 2013, p.47 a 53). Especificamente na Alemanha, motivados pela tarifa *feed in*, a potência fotovoltaica instalada passou de 1 MW em 1990 para 24678 MW em 2011 (ORTEGA, 2013, p.47). No entanto, em julho de 2014, o governo alemão, por intermédio do *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG), diminuiu os subsídios para geração renovável de energia (BUNDESMINISTERIUMS DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ IN ZUSAMMENARBEIT, 2014, p.19 e 21).

Análogas a mudança política da Alemanha, estão as afirmações de Falconett e Nagasaka (2010) e Charrelle (2012), citadas em Alves (2014, p.6), as quais, evidenciam que as tarifas *feed in* não são competitivas e eficientes em mercados onde a geração elétrica por meio de fontes renováveis de energia estão mais desenvolvidos. Podendo, ainda, aliados a diminuição dos custos da tecnologia fotovoltaica, elevar a potência instalada a valores não planejados e, conseqüentemente, aumentar os custos dos respectivos governos.

2.4.2 Net Metering

Assim como a tarifa *feed in*, o *net metering* ou medição líquida de energia, é uma política de incentivo a geração de energia por meio de fontes renováveis, tendo como seu principal foco a geração descentralizada (ALVES, 2014, p.14). Sua origem é os Estados Unidos da América, onde se tornou a principal política de desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica no país (ALVES, 2014, p.14; BARROS, 2014, p.26).

Nesse sistema, o proprietário do sistema fotovoltaico utiliza a rede elétrica da distribuidora como uma bateria “infinita”, um virtual armazenamento de todo o excedente gerado, o qual, por meio de créditos de energia, podem ser recuperados em momentos de déficit de geração (ALVES, 2014, p.14; BARROS, 2014, p.26; MONTENEGRO, 2013, p.24; URBANETZ, 2010, p.39). Desse modo, a tarifação da energia elétrica, incide na energia líquida consumida, ou seja, incide na diferença

entre a energia consumida e a energia injetada na rede, a qual é feita por meio de um medidor bidirecional (ALVES, 2014, p.14 e 15; MONTENEGRO, 2013, p.24).

Somado à redução da fatura de energia dos consumidores e proprietários de sistemas fotovoltaicos, o *net metering*, simplifica e facilita a administração dos sistemas fotovoltaicos distribuídos, por parte das concessionárias e distribuidoras, e auxilia no fortalecimento e estabilização das redes de distribuição, elevando os níveis de tensão e reduzindo eventuais sobrecargas e interrupções de serviço e adiando eventuais melhorias e manutenções nos sistemas de distribuição (ALVES, 2014, p.22 e 23; POULLIKKAS, 2014, p.2). No entanto, a geração distribuída exige uma nova concepção do sistema elétrico, o qual foi projetado para operar de forma radial e não com fluxo de potências bidirecionais (ALVES, 2014, p.25; ARBOLEYA et al., 2013, p.3)

Além dos Estado Unidos, outros países aderiram o *net metering* como sistema de tarifação para fontes renováveis de geração distribuída, são eles: a Austrália, Bélgica, Brasil, Canadá, Chile, Chipre, Cingapura, Coreia do Sul, Dinamarca, Filipinas, Grécia, Israel, Itália, Holanda, Japão, Jordânia, Líbano, Malta, México, Panamá, Paquistão, República Dominicana, Tailândia, Tunísia e Uruguai (ALVES, 2014, p.26 a 35; MONTENEGRO, 2013, p.25 a 26).

2.4.3 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, o “*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 n° 20.824, a qual no parágrafo 32 do 13° 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 n°482/2012 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 n° 482, de 17 de abril de 2012 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015a)."

Ainda em 2015 e em 2016, o CONFAZ aderiu ao Convênio de ICMS 16/2015, por meio dos seus respectivos convênios, os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí, Rio de Janeiro, Rio grande do Norte, Rio grande do Sul, Rondônia, Roraima, Sergipe e Tocantins (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015b; 2015c; 2015d, 2015e, 2016a e 2016b). (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015b; 2015c; 2015d, 2015e).

Portanto, atualmente, no Brasil há 20 estados mais o Distrito Federal que praticam o *net metering* como sistema tarifário para micro e minigeração distribuída. Já os demais, ainda seguem o Convênio de ICMS 6/2013 e praticam o sistema de tarifação por ele criado. A figura 2 ilustra o panorama atual dos sistemas tarifários para micro e minigeração distribuída no Brasil.

2.5 PANORAMA NACIONAL

O território brasileiro apresenta elevados índices de irradiação solar, quando comparados com países europeus, onde a tecnologia fotovoltaica é disseminada para a produção de energia elétrica (GALDINO; PINHO, 2014, p.57).

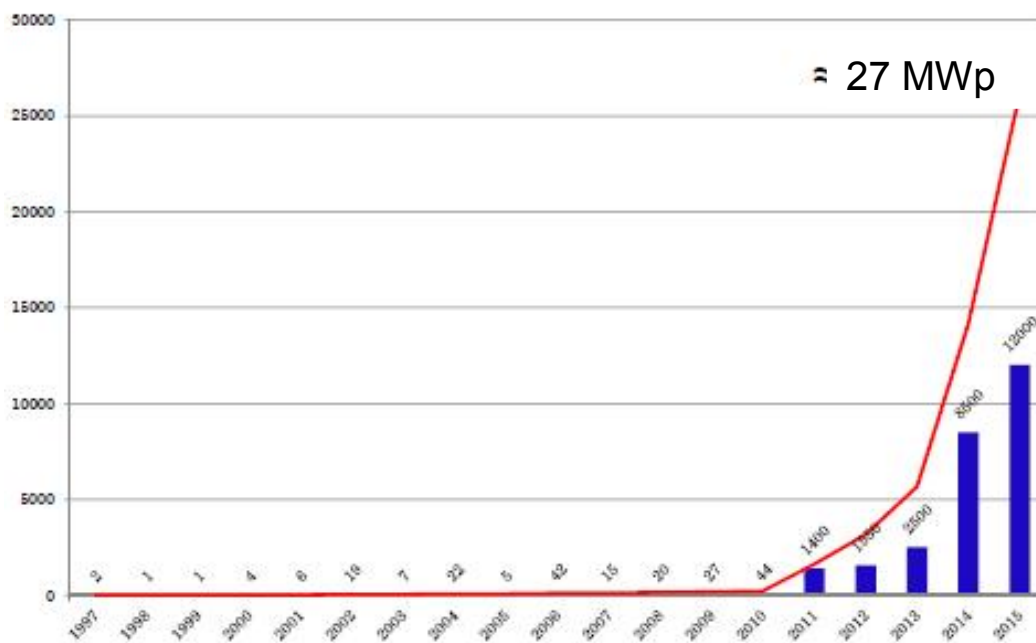
No entanto, segundo a EPE e o MME (2014, p.9) o sistema de *net metering*, adotado no Brasil, ainda não oferece a mesma atratividade proporcionada por outros mecanismos empregados, inicialmente, nos países líderes em capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica. Com isso a inserção e disseminação dessa fonte, recai sobre a capacidade da mesma se viabilizar economicamente, refletindo num prazo maior para a popularização do sistema fotovoltaico (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.9).

Os avanços na inserção da energia fotovoltaica alcançados nos últimos anos contemplaram ações de diversos agentes, como: agentes regulatórios, tributários, normativos, de pesquisa e desenvolvimento, e de fomento econômico (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014, p.11).

Atualmente, segundo o Banco de Informações de Geração (2016a) da ANEEL, o Brasil possui 39 centrais geradoras solar fotovoltaicas em operação, totalizando 26.952 kW de potência instalada outorgada, tal evolução da capacidade instalada de SFCRs no país, é representada no gráfico 2. Já em 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 solar fotovoltaica, conforme a tabela 1, e possuía

menos capacidade instalada de 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.

Gráfico 2 - Capacidade instalada no Brasil de SFCR.



Fonte: Adaptado de URBANETZ, 2015.

Tabela 1 – Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na América do Sul em 2015

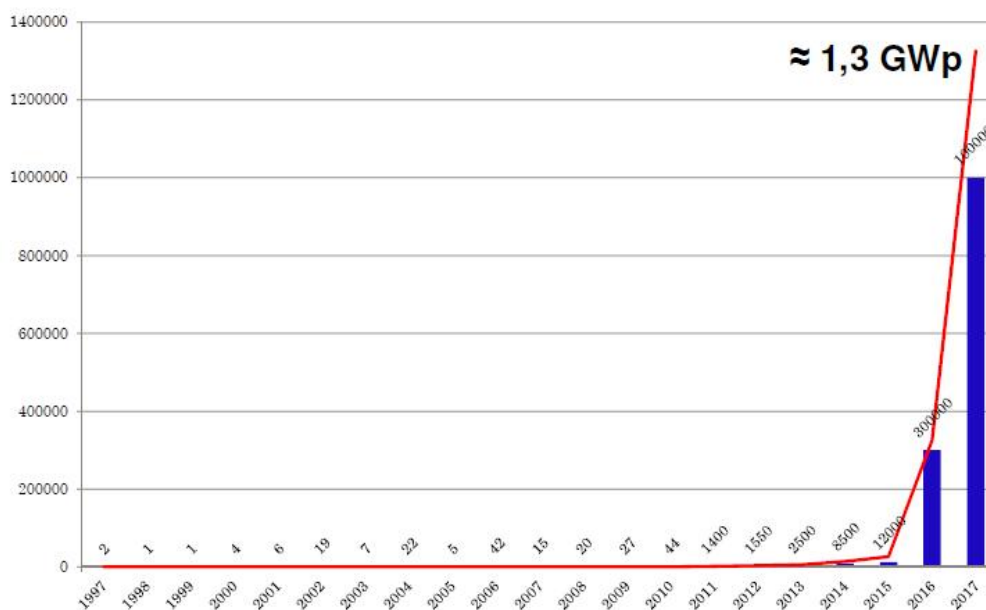
<i>País</i>	<i>Capacidade instalada (MW)</i>
Chile	848
Peru	96
Uruguai	67,7
Guiana Francesa	39,1
Equador	26,4
Brasil	21
Argentina	8,2
Bolívia	6,9
Suriname	5,4
Venezuela	3,5

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

Com relação aos registros de micro e minigeradores distribuídos, segundo a ANEEL (2016b), o Brasil tem 2.808 sistemas fotovoltaicos conectados à rede enquadrados na micro e minigeração distribuída, totalizando 23MW_p. Para projeções futuras, segundo a EPE e MME (2014, p.34), o Brasil terá até 2023, 835 MW de capacidade fotovoltaica instalada proveniente de geradores fotovoltaicos residenciais e comerciais.

Porém tal projeção não prevê os leilões de energia e leilões de reserva de empreendimentos fotovoltaicos no ambiente de contratação regulada, nos quais, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2015, p.10), estima-se que seja contratado pelo menos 3 GWp de potência instalada a ser entregue até 2018 e, possivelmente, 7 GWp a ser entregue até 2024. Em um outro estudo Urbanetz (2015, p.31), estima que até 2017 serão instalados 1,3 GWp de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, conforme gráfico 3.

Gráfico 3 - Capacidade estimada no Brasil de SFVCR até 2017



Fonte: URBANETZ, 2015.

3 PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Este capítulo trata do projeto de geração solar fotovoltaica para o campus centro da UTFPR, abordando: as premissas do projeto, avaliação do potencial solar na localidade onde o projeto será instalado, determinação da demanda consumida no campus, 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, onde o foco é estimar a potência necessária para reduzir parte do consumo do campus centro da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), estabeleceu-se as seguintes premissas:

Como o campus centro da UTFPR possui mais de um medidor de energia, definiu-se que geração solar fotovoltaica será projetada para suprir a demanda de energia medida por meio do medidor 0027600982, o qual corresponde a medição do maior percentual da energia demandada no campus;

Os módulos fotovoltaicos da geração solar fotovoltaica projetada terão a inclinação igual a latitude do local, portanto 25° ;

Os módulos fotovoltaicos da geração solar fotovoltaica projetada estarão orientados para o norte geográfico, ou seja, o ângulo azimutal é 0° , e não sofrerão efeitos de sombreamento;

3.2 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Para determinar o potencial solar fotovoltaico na localização do campus sede centro da UTFPR, quantificou-se a radiação solar incidente sobre mesmo. Para isso, utilizou-se o banco de dados solarimétricos, os quais disponibilizam mapas de

irradiações solares médias de diferentes localidades (GALDINO; PINHO, 2014, p.300; URBANETZ; CASAGRANDE, 2012, p.6).

Para esse projeto em questão, a fim de comparar, utilizou-se o bancos de dados de irradiação solar do Projeto SWERA do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) e do banco de dados climatológicos para aplicações energéticas Meteonorm da METOTEST que é disponibilizado pelo software de dimensionamento de projetos fotovoltaicos PVSyst versão 6.4.2, desenvolvido em 1991 pela Universidade de Genebra (GALDINO; PINHO, 2014, p.96 e 345).

No entanto, diferentemente do banco de dados do Projeto SWERA, o Meteonorm só disponibiliza os dados médios de irradiação no plano global horizontal e por isso, para se obter os dados do plano inclinado, conforme as premissas pré-definidas, fez-se o tratamento dos dados por meio do PVSyst.

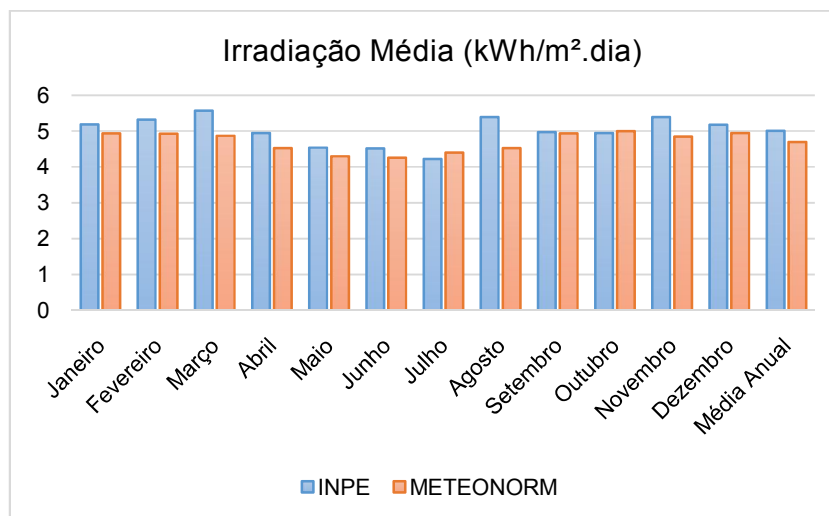
Segundo Urbanetz e Casagrande (2012, p.6), o banco de dados do Projeto SWERA fornece dados de irradiação de pontos em 10 em 10 km e por isso, identificou-se o ponto mais próximo do câmpus centro da UTFPR, ponto de coordenada geográfica de latitude $-25,43^\circ$ e longitude $-49,37^\circ$, e levantou-se, para este ponto, os valores de irradiação média diária no plano inclinado e azimute zero nos dois bancos de dados, conforme é descrito e ilustrado na tabela 2 e no gráfico 3 respectivamente.

Tabela 2 –Dados de irradiação média diária para o câmpus sede centro da UTFPR

<i>Mês</i>	<i>Irradiação (kWh/m².dia)</i>		
	<i>SWERA</i>	<i>METEONORM</i>	<i>Pior irradiação</i>
Janeiro	5,19	4,94	4,94
Fevereiro	5,32	4,93	4,93
Março	5,57	4,87	4,87
Abril	4,95	4,53	4,53
Mai	4,54	4,3	4,3
Junho	4,52	4,26	4,26
Julho	4,22	4,4	4,22
Agosto	5,39	4,53	4,53
Setembro	4,97	4,94	4,94
Outubro	4,95	5	4,95
Novembro	5,39	4,85	4,85
Dezembro	5,18	4,95	4,95
Média Anual	5,01	4,7	4,69

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 3 - Comparativo entre os dados de irradiação média diária para o câmpus sede centro da UTFPR



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando a tabela 2 e o gráfico 3, verifica-se uma distorção entre os bancos de dados comparados. Segundo Martins e Pereira (2011, p.266 e 273), isto ocorre devido: a distância entre as estações de aquisições de dados solarimétricos, as incertezas inerentes a metodologia utilizada e a resolução espacial em que foram medidos.

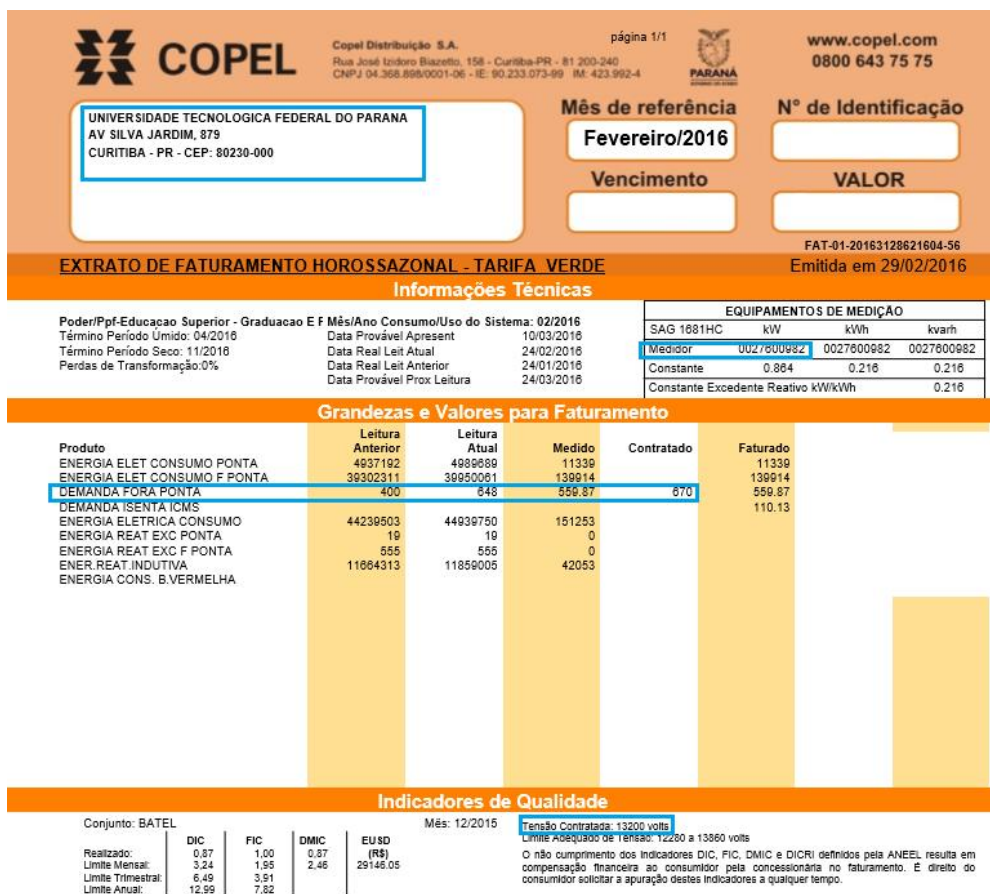
3.3 DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE CONSUMO NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Para o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica distribuído é necessário obter a energia demandada da respectiva carga a ser atendida (TORRES, 2012, p.91 e 92). Isto pode ser feito, por meio do levantamento do consumo (kWh/mês) de cada equipamento a ser alimentado ou, caso haja, por meio do consumo médio explicitado nas faturas de energia (GALDINO; PINHO, 2014, p.307 e 308; TORRES, 2012, p.91 e 92).

No entanto, a tensão contratada para o fornecimento de energia por meio do medidor 0027600982 do câmpus centro da UTFPR é 13,2 kV e por isso, o mesmo é

classificado como cliente do subgrupo A4 e possui demanda contratada. Essas informações estão explicitadas na figura 2.

Figura 2 – Fatura de energia medidor 0027600982 do câmpus Curitiba/Sede centro da UTFPR.



Fonte:COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016b.

Conhecendo a demanda contratada de 670 kVA, definiu-se que a potência ativa máxima fornecida pela planta fotovoltaica projetada seja igual a 670 kW, independentemente da energia elétrica, de ponta ou fora de ponta, consumida no câmpus, conforme no artigo 2º da Resolução Normativa nº687/2015.

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Tal limitação é relevante, pois garante que as instalações elétricas já existentes suportarão a energia máxima de saída da planta fotovoltaica sob a condição padrão de ensaios (STC), irradiação solar 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e distribuição espectral de massa de ar (AM) igual a 1,5.

3.4 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Como as tecnologias fotovoltaicas possuem fator de temperatura negativo, a potência dos módulos reduz com o aumento da temperatura e por isso, mesmo quando se tem uma irradiação de 1.000 W/m^2 , condição STC, a mesma raramente atingirá sua potência nominal (GALDINO; PINHO, 2014, p.331).

O decréscimo da potência com o aumento da temperatura, associado a economia financeira, faz com que os inversores sejam subdimensionados em relação a potência nominal dos módulos nos SFCRs (GALDINO; PINHO, 2014, p.332, TORRES, 2012, p.86 e 115). A relação entre a potência nominal dos inversores e a potência dos módulos fotovoltaicos é denominada fator de dimensionamento dos inversores (FDI) e é dada pela equação 1.

$$\text{FDI} = \frac{P_{n_{\text{inv}}}}{P_{\text{FV}}} \quad (1)$$

Sendo:

$P_{n_{\text{inv}}}$ = potência nominal do(s) inversor(es) (kW).

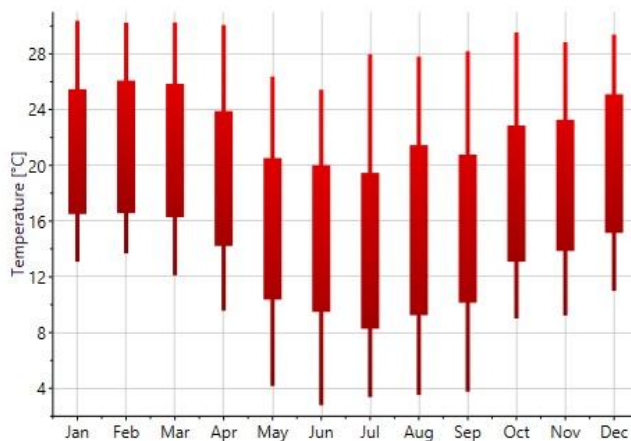
P_{FV} = potência pico dos módulos fotovoltaicos (kWp).

Entretanto, tal redução da potência do inversor, eventualmente, em situações onde a potência dos módulos ultrapassa a máxima potência de entrada do inversor, faz com que a potência gerada acima desse limite seja descartada (GALDINO; PINHO, 2014, p.332). Por isso, recomenda-se que em locais onde os inversores estão sujeitos a elevadas temperaturas, lajes e telhados, a potência nominal dos mesmos sejam iguais ou maiores que a potência em kWp dos módulos fotovoltaicos (GALDINO; PINHO, 2014, p.332, TORRES, 2012, p.86 e 115).

No entanto, não há um consenso de qual é o valor adequado para o FDI. Segundo Torres (2012, p.115) este valor deve ficar entre 70% a 120% da potência instalada dos módulos. Já pra Galdino e Pinho (2014, p.332), o valor deve ficar, conforme recomendado por fabricantes e instaladores, entre 75% a 105% da potência instalada dos módulos.

Como a localidade do projeto em questão tem clima subtropical e temperaturas amenas, como pode ser verificado no gráfico 4, definiu-se o valor do FDI como 0,95, ou seja a potência nominal do inversor é 5% abaixo da potência de pico dos módulos fotovoltaicos.

Gráfico 4 – Histórico de temperaturas na localidade do projeto de geração solar fotovoltaica.



Fonte: Meteonorm 7.

Portanto, conhecendo a máxima potência de saída dos inversores, por meio da demanda contratada, e especificando o FDI, é possível determinar a potência instalada de módulos fotovoltaicos em kWp. Conforme a equação 2.

$$P_{FV} = \frac{P_{n_{inv}}}{FDI} = \frac{670}{0,95} = 705,3 \text{ kWp} \quad (2)$$

Determinada a potência instalada dos módulos, equação 2, é possível estimar a área necessária para instalação dos mesmos por meio da equação 3.

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

Sendo:

- A = área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos (m²)
 P_{FV} = potência pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)
 E_{FF} = eficiência de conversão da tecnologia fotovoltaica adotada (%)

Aplicando, 18%, 16% e 8% de eficiência nas conversões das tecnologias fotovoltaicas monocristalina, policristalina e silício amorfo respectivamente (URBANETZ, 2015), tem-se as áreas necessárias para instalação das respectivos tecnologias, conforme tabela 3.2.

Tabela 3 – Áreas necessárias para instalação dos módulos fotovoltaicos para o câmpus sede centro da UTFPR

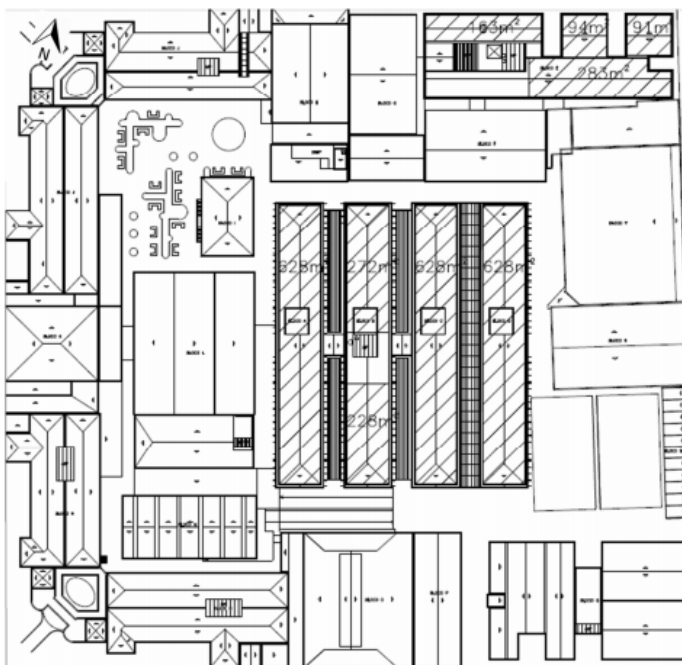
<i>Tecnologia</i>	<i>Área necessária para instalação dos módulos fotovoltaicos (m²)</i>
Monocristalino	3918,3
Policristalino	4408,1
Silício amorfo	8816,3

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como base de comparação, Guimarães e Gonçalves (2012, p.102) mapearam as áreas disponíveis da unidade centro para a instalação de módulos fotovoltaicos. Entretanto, em seu levantamento Guimarães e Gonçalves (2012, p.102) consideraram apenas as áreas dos blocos A, B, C, D e E, os quais são cobertos por telhas de cimento amianto e, segundo eles, não sofrem impacto relevante de sobreamento solar

Como resultado, Guimarães e Gonçalves (2012, p.102e p.103), estimaram 3015 m² de área disponível para instalação de módulos fotovoltaicos no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, conforme figura 3.

Figura 3 - Áreas selecionadas para a instalação de módulos fotovoltaicos no câmpus Curitiba/Sede centro UTFPR



Fonte: GUIMARÃES; GONÇALVES (2012, p.104).

Considerando a evolução da tecnologia dos módulos fotovoltaicos, os quais estão mais eficientes (PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2011, p.84), e a existência de mais áreas disponíveis para instalação do SFCR no câmpus, como pode ser verificado na figura 3, é possível que o SFCR projetado possa ser instalado na sede Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

Porém, considerando os dados atuais de eficiência dos módulos e a área estimada, no item 3.4, para a tecnologia policristalina, a universidade não comporta o sistema fotovoltaico projetado. Mas levando em consideração as novas modalidades de consumidores estabelecidas na Resolução Normativa nº687/2015, o projeto pode ser instalado em outra área sob concessão da Copel e ter sua energia solar gerada consumida no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

Além disso, com a definição da potência instalada dos módulos, pode-se estimar a quantidade de módulos necessária para o projeto. Para esta análise, utilizou-se potências, em Wp, de módulos comercializados e a quantidade dos módulos foram arredondados para valores unitários, conforme exposto na tabela 3.3

Tabela 4 – Quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para o projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR

Potência dos módulos (Wp)	Quantidade de módulos
150	4702
200	3527
260	2713
300	2351
315	2239

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 ESTIMATIVA DO CUSTO DO PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Com a definição da potência de pico do projeto de geração solar fotovoltaico capaz de suprir a demanda do câmpus centro da UTFPR, é possível estimar o custo do mesmo.

No entanto, não há um consenso, dos custos dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, pois o mesmo depende de inúmeras variáveis. Em seu estudo, a Empresa de Pesquisa Energética e o Ministério de Minas e Energia (2012, p.27) estima que o preço de um sistema fotovoltaico entre 100 e 1000 kWp varia entre R\$ 10,59/Wp a R\$12,02/Wp. Já o Instituto Ideal (2015, p.11), realizou um estudo em 22 instalações fotovoltaicos acima de 100 kWp e concluiu que o preço médio dessas instalações é de R\$ 6,22/Wp.

Seguindo a metodologia definida pela Empresa de Pesquisa Energética e o Ministério de Minas e Energia (2014, p.23 e 24), a qual aplica a redução linear dos custos das instalações de 7,64% ao ano, obtém-se o valor do sistema fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR entre R\$ 7,71/Wp a R\$ 8,75/Wp, segundo a Empresa de Pesquisa Energética e o Ministério de Minas e Energia, e R\$ 5,31/Wp, segundo o Instituto Ideal.

Verificando a disparidade entre os valores e buscando dar maior legitimidade a estimativa do custo do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR, fez-se orçamentos preliminares em 3 empresas do setor, os quais tem seus valores expostos na tabela 5.

Tabela 5 – Estimativa do custo do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR

Fonte	Preço (R\$/Wp)
Orçamento - Empresa 1	7,1
Orçamento - Empresa 2	6,97
Orçamento - Empresa 3	5,03
Média	6,37

Fonte: Elaborado pelo autor.

Aplicando a média dos valores expostos na tabela 5, concluí-se que o valor do projeto de geração solar fotovoltaica no câmpus sede centro da UTFPR custa R\$6,37/Wp, totalizando R\$ 4.492.761,00.

3.6 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Com o levantamento das irradiações na localidade onde a planta fotovoltaica será instalada e a definição de sua potência de pico, pode-se estimar a geração de energia, em kWh/mês, da mesma pela equação 4.

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

Sendo:

- P_{FV} = potência pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)
- H_{tot} = irradiação solar incidente no plano dos módulos FV (Wh/m².dia)
- G = irradiação nas condições STC (1 kWh/m².dia)
- TD = taxa de desempenho (%/100)
- n°_{dias} = Número de dias no respectivo mês ou ano em análise

Entretanto, como pode ser verificado na equação 4, a estimativa de geração de energia fotovoltaica também depende da variável taxa de desempenho (TD). A TD, também conhecida como rendimento do sistema ou *performance ratio*, é a relação entre o desempenho real do sistema fotovoltaico em relação ao desempenho teórico máximo do sistema, levando em consideração todas as perdas

envolvidas, como: queda de tensão nos cabos, resistência elétrica nos conectores, efeitos de sombreamento e sujeiras nos módulos, eficiência do(s) inversor(es), carregamento do(s) inversor(es), descasamento dos módulos, tecnologia utilizada, temperatura de operação, resposta espectral, dentre outras perdas (GALDINO; PINHO, 2014, p.329).

Embora não haja um consenso do valor da TD, Galdino e Pinho (2014, p.329) enunciam que para SFCRs residenciais, não sombreados e ventilados, o valor varia entre 70 a 80% e para sistemas de maior porte, Galdino e Pinho (2014, p.329) ressaltam a necessidade da utilização de programas específicos para determinação do TD. Ratificando a falta de consenso do valor da TD, TORRES (2012, p.106) evidencia que na maior parte dos projetos de geração fotovoltaica o valor varia de 70 a 90%.

Mesmo o projeto não sendo residencial, o mesmo é classificado como minigerador fotovoltaico. Levando em consideração as premissas consideradas para o mesmo e os históricos de temperatura de Curitiba, figura 3.3, considerou-se, para o projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR, o valor de 75% para a taxa de desempenho. Mas vale ressaltar, que a TD efetiva de qualquer projeto, somente é obtida após a instalação e a obtenção do desempenho real do mesmo.

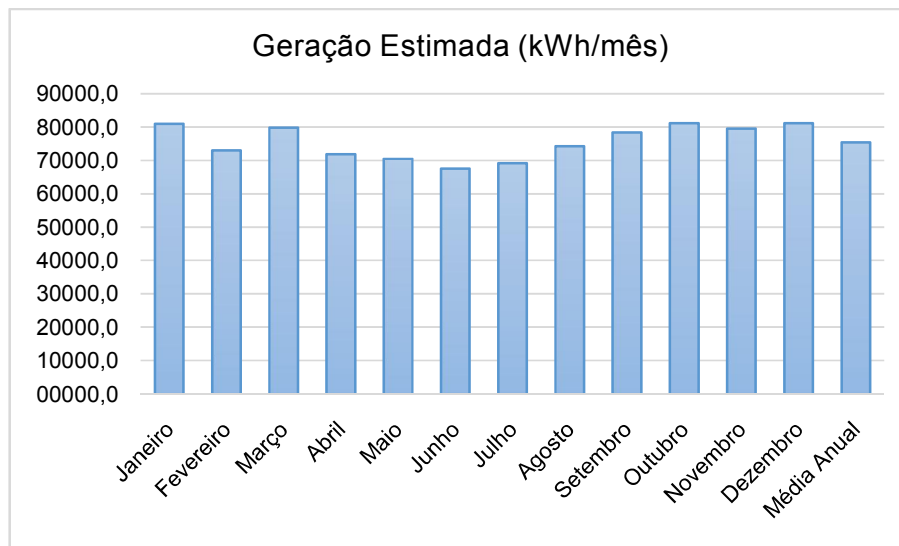
Aplicando os valores determinados de TD, potência de pico dos módulos fotovoltaicos e os piores dados de irradiação solar expostos, tabela 2, na equação 4, obtêm-se os valores estimados de geração fotovoltaica do projeto no câmpus centro da UTFPR, têm-se que a média mensal anual conforme tabela 6 e o gráfico 5.

Tabela 6 – Estimativa de geração do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR

<i>Mês</i>	<i>Geração Estimada (kWh/mês)</i>
Janeiro	81.007,2
Fevereiro	73.019,7
Março	79.859,4
Abril	71.887,7
Maio	70.512,4
Junho	67.603,0
Julho	69.200,5
Agosto	74.284,0
Setembro	78.394,1
Outubro	81.171,2
Novembro	79.531,4
Dezembro	81.171,2
Média Anual	75.447,1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5 - comparativo entre as estimativas de geração mensal do projeto fotovoltaico do câmpus centro da UTFPR



Fonte: Elaborado pelo autor.

4 METODOLOGIA PARA ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Neste capítulo é apresentado os procedimentos metodológicos para análise financeira do projeto de geração solar fotovoltaica para o câmpus centro da UTFPR, abordando os seguintes tópicos:

- Consumo de energia elétrica do medidor 0027600982 do câmpus centro da UTFPR;
- Tarifas de consumo de energia elétrica aplicadas ao câmpus centro da UTFPR;
- Tarifa de energia elétrica compensada da rede da distribuidora aplicada ao câmpus centro da UTFPR;
- Percentual de aumento tarifário aplicado ao câmpus centro da UTFPR;
- Taxa mínima de atratividade;
- Despesas com operação e manutenção;
- Geração de energia solar fotovoltaica no câmpus centro da UTFPR;
- Cenários para análise dos modelos tarifários aplicados ao SFCR do câmpus centro da UTFPR;
- Critérios para análise de retorno do investimento;

4.1 CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Como dito anteriormente, para este trabalho foi considerado apenas o medidor 0027600982 do câmpus centro da UTFPR, pois o mesmo representa o maior percentual da energia demandada no câmpus.

Isto posto, para determinar o consumo médio de energia elétrica no câmpus centro da UTFPR, por meio do medidor 0027600982, fez-se, analisando as faturas de energia do mesmo, o levantamento dos consumos mensais faturados na ponta e fora de ponta de janeiro de 2013 a dezembro de 2015, conforme ilustra a tabela 4.1.

Tabela 7 – Consumo faturado no medidor 0027600982 do câmpus sede centro da UTFPR

2013			2014			2015		
Mês	F.Ponta (kWh)	Ponta (kWh)	Mês	F.Ponta (kWh)	Ponta (kWh)	Mês	F.Ponta (kWh)	Ponta (kWh)
jan	122486	9788	jan	129258	12172	jan	117784	9662
fev	142420	14791	fev	206576	25276	fev	159670	16313
mar	200262	29605	mar	160785	21922	mar	157368	19994
abr	160939	23031	abr	162068	20559	abr	165148	22302
mai	173251	25889	mai	170730	23619	mai	157927	21240
jun	169277	22950	jun	155432	18199	jun	162150	21049
jul	151337	20631	jul	142725	16998	jul	159107	20758
ago	171721	25192	ago	184232	25794	ago	137146	13929
set	181547	25910	set	171243	22240	set	184785	24041
out	168159	23413	out	186278	25710	out	188340	24579
nov	175982	21296	nov	180990	20941	nov	184712	20901
dez	183412	22514	dez	189621	22421	dez	170048	19214
Média	166733	22084,2	Média	169994,8	21321	Média	162015,4	19498,5

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016b.

Baseados nos dados da tabela 7, determinou-se o consumo médio de energia elétrica no medidor 0027600982 por meio da média aritmética dos consumos mensais de energia elétrica faturados no período entre janeiro de 2013 a dezembro de 2015, resultando em 20.967,9 kWh e 166.247,7 kWh de consumo médio mensal de energia no período de ponta e fora ponta respectivamente.

Definindo o consumo médio de energia no câmpus, a título de informação, é possível estimar a potência do gerador fotovoltaico necessário para que o mesmo seja autossuficiente energeticamente. Para isso, utiliza-se as variáveis definidas no capítulo 3 e a pior estimativa de irradiação média mensal anual de 4,69 kWh/m².dia.

Aplicando todas as variáveis nas equações 4 e 2 respectivamente, tem-se que o SFCR para tornar o câmpus centro da UTFPR autossuficiente energeticamente deve ter de potência instalada de 1,75MWp.

4.2 TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA APLICADAS AO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

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

Já as tarifas de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras, sofrem a incidência de tributos, PIS, COFINS e ICMS, e as mesmas são calculadas conforme a equação 5 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011, p.14 a 16).

$$\text{Tarifa}_{\text{dist.}} = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (5)$$

Sendo:

$\text{Tarifa}_{\text{dist.}}$ = 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 representada pelo medidor 0027600982 do câmpus centro da UTFPR se enquadra no subgrupo A4 na modalidade tarifária verde. Para estes clientes as tarifas de consumo de energia elétrica da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) foram atualizadas no dia 11/04/2016 e estão explicitadas na tabela 8.

Tabela 8 – Tarifas de energia COPEL A4 Verde (11/04/2016)

	<i>Tarifa ANEEL (R\$/kWh)</i>	<i>Tarifa com impostos(*) (R\$/kWh)</i>
Ponta	1,04627	1,62970
Fora de Ponta	0,34453	0,53665

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016c.

(*) PIS, COFINS e ICMS

4.3 VALOR DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA COMPENSADA NO CAMPUS CENTRO DA UTFPR

As tarifas de energia referente ao posterior consumo do excedente de energia elétrica previamente injetado na rede, se dá exclusivamente nos estados em que não aderiram o Convênio de ICMS 16/2015 do Confaz.

Isto porque, tais estados adotam o sistema tarifário estipulado pelo convênio de ICMS 6/2013, o qual prevê a incidência de ICMS sobre o consumo bruto de energia elétrica, como dito anteriormente. Lembrando que, por intermédio da lei nº 13.619/2015, ficam reduzidas a zero os tributos federais, PIS E COFINS, incidentes sobre a energia posteriormente compensada (BRASIL, 2015).

Portanto, fundamentado na equação, calcula-se a “tarifa de incidência de ICMS” na energia compensada, por meio da equação 6.

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1 - (\text{ICMS})} - \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} \quad (6)$$

Substituindo na equação 4.2, o valor de 29% de alíquota de ICMS, tem-se a “tarifa de incidência de ICMS” no Paraná, conforme a equação 7.

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = 0,4084 \times \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} \quad (7)$$

Como a Resolução Normativa N° 687/2015 prevê que a compensação de energia deve se dar primeiramente no posto tarifário em que houve a geração e que a energia gerada pelo SFCR dimensionado para o campus centro da UTFPR, tabela

6, nunca ultrapassa o valor médio de energia elétrica consumida no câmpus no período fora de ponta. Definiu-se que a compensação de energia só se dará no período fora de ponta.

Com isso, pode-se determinar o valor do ICMS na energia compensada, em R\$/kWh, por meio da substituição do valor de tarifa base da ANEEL no período fora de ponta na equação 6, conforme ilustra a equação 8.

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = 0,4084 \times \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} = 0,4084 \times 0,34453 = \text{R\$ } 0,1407/\text{kWh} \quad (8)$$

4.4 TAXA DE AUMENTO ANUAL TARIFÁRIO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para determinar a taxa de aumento anual da tarifa de energia elétrica para o subgrupo A4 na modalidade tarifária verde, levantou-se os reajustes tarifários anuais médios da COPEL de julho/2011 a 2015, os quais estão explicitados na tabela 8.

Tabela 8 – 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 não definida	15,32
Média Aritimética	13,92

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2016d.

Fazendo a média aritmética dos reajustes apresentados da tabela 8, chega-se à conclusão que o reajuste tarifário anual médio para o consumo de energia elétrica da COPEL é de 13,92%. Definiu-se então, para análise financeira do SFCR projetado para o câmpus centro da UTFPR, a utilização desta taxa de reajuste.

4.5 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA)

A TMA é a taxa mínima de juros que o investidor pretende ganhar com seu investimento ou o limite máximo de juros que o mesmo pretende pagar em um eventual financiamento (MONTENEGRO, 2013, p.67).

A definição da TMA para as análises do retorno do investimento para o SFCR projetado para o câmpus centro da UTFPR, 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 tabela 9.

Tabela 9 – Histórico da taxa SELIC entre 2011 e 2016

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

Fonte: MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016

Fazendo-se a média aritmética destes valores, tabela 9, define-se como TMA mensal 0,84% e aplicando o juros composto, tem-se como TMA anual 10,5%. Para análise do retorno do investimento, utilizou-se a TMA mensal sobre o investimento inicial do projeto SFCR do câmpus, considerando que o mesmo tenha sido depositado em uma aplicação financeira.

4.6 DESPESAS MENSASIS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Para determinar as despesas mensais com operação e manutenção (O&M), definiu-se em 9 anos a vida útil dos inversores, ou seja, para o período de 25 anos, será feito duas trocas. Além disso, determinou-se, baseando-se nos orçamentos obtidos, que o custo dos mesmos é igual a 22,11% do custo total do SFCR projetado para o câmpus centro da UTFPR, ou seja, R\$ 993.342,72.

No entanto, segundo Montenegro (2013, p.64), os preços dos inversores nos próximos 10 – 15 anos tende a diminuir e por isso, incluiu-se as demais despesas de operação e manutenção ao longo do SFCR nos valores referentes a troca dos inversores.

Para diluir em valores mensais as despesas com O&M, fez-se conforme a equação 9.

$$O\&M_{mensal} = \frac{2 \times R\$ 993.342,72}{25 \times 12} = R\$ 6.622,28 \quad (9)$$

Assim sendo, para a análise do retorno de investimento, considerou-se como despesas mensais de O&M o valor de R\$ 6.622,28.

4.7 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS CURITIBA/SEDE CENTRO DA UTFPR

Para determinar a geração de energia solar fotovoltaica, por meio do SFCR de 705,3 kWp projetado para o câmpus centro da UTFPR, utilizou-se, de forma conservadora, as piores estimativas de gerações mensais entre dos bancos solarimétricos do projeto SWERA e do METEONORM, como explicitado na tabela 6.

4.8 DETERMINAÇÃO DA ECONOMIA FINANCEIRA COM ENERGIA

Para determinar a economia financeira com energia elétrica considerando a instalação do SFCR no câmpus Curitiba/Sede Centro e incidência de ICMS na energia compensada da rede, fez-se a diferença entre as despesas com energia sem a instalação do SFCR no câmpus e as despesas de energia com o SFCR instalado no mesmo, conforme a equação 10.

$$F = C_{FP} \times Tarifa_{Impostos} - (C_{Líquido} \times Tarifa_{Impostos} + E_{injetada} \times Valor_{ICMS} + O\&M) \quad (10)$$

Despesas com energia elétrica no período fora de ponta sem a instalação do SFCR
Despesas com energia elétrica no período fora de ponta com a instalação do SFCR

Sendo:

- EF = economia financeira com energia elétrica (R\$).
- C_{FP} = consumo de energia no período fora de ponta (kWh).
- $Tarifa_{Impostos}$ = tarifa de energia com todos os impostos (R\$/kWh).
- $C_{Líquido}$ = consumo líquido de energia no período fora de ponta (kWh).
- $E_{injetada}$ = energia solar gerada injetada na rede (kWh).
- $Valor_{ICMS}$ = valor do consumo de energia elétrica compensada (R\$/kWh).
- O&M = despesas com operação e manutenção (R\$).

Já para o sistema de tarifação definido pelo convênio de ICMS 16/2015, para determinar a economia financeira com energia elétrica no câmpus considerando a instalação do SFCR no câmpus Curitiba/Sede Centro, utiliza-se a equação 4.6 com o valor do consumo de energia elétrica compensada igualado a zero.

4.9 CENÁRIOS PARA ANÁLISE DOS MODELOS TARIFÁRIOS APLICADOS AO SFCR DO CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Como os modelos tarifários para SFCR's no Brasil divergem sobre a energia excedente injetada na rede e posteriormente utilizada pelo consumidor, estabeleceu-se três cenários para as mesmas. São eles:

- Cenário 1: SFCR projetado conforme o capítulo 3, com 30% de sua capacidade de geração fotovoltaica injetada na rede de distribuição para o sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 6/2013;
- Cenário 2: SFCR projetado conforme o capítulo 3, com 50% de sua capacidade de geração fotovoltaica injetada na rede de distribuição para o sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 6/2013;
- Cenário 3: SFCR projetado conforme o capítulo 3 para o sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 16/2015, o qual prevê a não incidência de ICMS na energia injetada e posteriormente compensada;

4.10 CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO

Considerando os itens deste capítulo e os cenários estabelecidos, foram utilizados como critérios para análise do retorno de investimento para o SFCR do câmpus centro da UTFPR, as seguintes metodologias:

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

4.10.1 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).

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).

4.10.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) leva explicitamente em conta o valor do dinheiro no tempo (FAE, 2002, p.45). Consistindo na apuração do valor presente de um fluxo de resultados 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 11 (MONTENEGRO, 2013, p. 68).

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + TMA_{\text{mensal}})^t} \quad (11)$$

Sendo:

- FC_t = os valores mensais de fluxo de caixa.
- TMA_{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 do câmpus centro da UTFPR é igual a 25 anos, ou seja, 300 meses;
- A TMA mensal, para o SFCR do câmpus centro da UTFPR foi definida no item 4.5, como 10,5%;

Segundo Gitman (1984, p.342), para a tomada de decisão de aceitação ou rejeição do projeto, 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.

Basicamente, segundo Gitman (1984, p.342), 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.

4.10.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Embora o cálculo para determinação da TIR seja mais complicado que o do VPL, sua utilização é maior (GITMAN, 1984, p.344; MARTINS, 2003, p.151). Sua metodologia 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 12.

$$R\$0,00 = \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 \quad (12)$$

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

5 RESULTADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O CÂMPUS CENTRO DA UTFPR

Este capítulo apresenta os resultados financeiros do SFCR projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR para os cenários definidos no item 4.9.

5.1 CENÁRIO 1

Em relação ao cenário 1, o tempo de amortização do investimento inicial, é demonstrado na tabela 10. A coluna A apresenta o valor do investimento inicial aplicado em um fundo de investimento com taxa média de juros mensal de 0,84% e, conseqüentemente, juros anual de 10,5%. A coluna B, mostra a despesa anual com operação e manutenção, a qual é definida no item 4.6 do trabalho. A coluna C ilustra a quantidade anual de energia solar gerada pelo SFCR projetado para o câmpus, com um decaimento na eficiência de 0,5% ao ano. A coluna D indica as tarifas de energia elétrica aplicadas pela distribuidora com um aumento tarifário anual de 13,92%, conforme apresentado no item 4.4. Na coluna E, tem-se o valor do ICMS na energia compensada, conforme a metodologia enunciada no item 4.3 e considerando, também, um aumento tarifário anual de 13,92%. A coluna F apresenta a economia anual que o SFCR projetado propicia na fatura de energia elétrica, o procedimento para determinação desses valores está exposto no item 4.8. E finalmente, a coluna G apresenta o montante acumulado da economia com energia elétrica que o SFCR proporciona.

Isto posto, para determinar o tempo de amortização do investimento inicial, basta verificar em qual momento a coluna G é maior que a A. Portanto, conforme a tabela 5.1, tem-se que o período de payback deste cenário é entre 17 e 18 anos, mais precisamente 17 anos e 2 meses.

Analisando os fluxos de caixa na tabela 10, tem-se que o valor corrigido obtido ao longo da vida útil do SFCR projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, 25 anos, considerando a taxa mínimas de atratividade enunciada no item 4.5, é R\$9.532.989,41. Também por meio dos fluxos de caixa, determina-se a TIR

mensal e anual do projeto durante sua vida útil, as quais são 1,67% e 20,81% respectivamente.

Tabela 10 – Payback para o cenário 1

<i>Ano</i>	<i>A</i> <i>Valor do SFCR em aplicação financeira</i>	<i>B</i> <i>O&M</i>	<i>C</i> <i>Energia Solar Gerada (kWh)</i>	<i>D</i> <i>Tarifa de energia F.ponta com impostos (R\$/kWh)</i>	<i>E</i> <i>Valor do ICMS na energia compensada F.ponta (R\$/kWh)</i>	<i>F</i> <i>Economia financeira</i>	<i>G</i> <i>Saldo Economia Financeira</i>
0	R\$ 4.492.761,00						
1	R\$ 4.967.150,97	R\$ 79.467,36	907641,8	0,53665	0,1407	R\$ 369.307,03	R\$ 369.307,03
2	R\$ 5.491.631,71	R\$ 79.467,36	903103,5	0,6113517	0,15619	R\$ 430.329,50	R\$ 799.636,53
3	R\$ 6.071.492,30	R\$ 79.467,36	898588,0	0,6964518	0,17339	R\$ 499.614,68	R\$ 1.299.251,21
4	R\$ 6.712.580,27	R\$ 79.467,36	894095,1	0,7933979	0,19248	R\$ 578.277,82	R\$ 1.877.529,03
5	R\$ 7.421.360,64	R\$ 79.467,36	889624,6	0,9038389	0,21367	R\$ 667.584,30	R\$ 2.545.113,33
6	R\$ 8.204.981,01	R\$ 79.467,36	885176,5	1,0296533	0,23719	R\$ 768.969,83	R\$ 3.314.083,16
7	R\$ 9.071.343,75	R\$ 79.467,36	880750,6	1,172981	0,26331	R\$ 884.063,37	R\$ 4.198.146,53
8	R\$ 10.029.185,60	R\$ 79.467,36	876346,9	1,33626	0,29230	R\$ 1.014.713,03	R\$ 5.212.859,56
9	R\$ 11.088.165,84	R\$ 79.467,36	871965,1	1,5222674	0,32448	R\$ 1.163.015,55	R\$ 6.375.875,11
10	R\$ 12.258.963,63	R\$ 79.467,36	867605,3	1,734167	0,36021	R\$ 1.331.349,68	R\$ 7.707.224,79
11	R\$ 13.553.385,80	R\$ 79.467,36	863267,3	1,9755631	0,39987	R\$ 1.522.414,04	R\$ 9.229.638,83
12	R\$ 14.984.485,81	R\$ 79.467,36	858950,9	2,2505614	0,44389	R\$ 1.739.270,07	R\$ 10.968.908,90
13	R\$ 16.566.695,46	R\$ 79.467,36	854656,2	2,5638396	0,49276	R\$ 1.985.390,74	R\$ 12.954.299,64
14	R\$ 18.315.970,40	R\$ 79.467,36	850382,9	2,9207261	0,54702	R\$ 2.264.715,76	R\$ 15.219.015,39
15	R\$ 20.249.951,01	R\$ 79.467,36	846131,0	3,3272911	0,60724	R\$ 2.581.714,25	R\$ 17.800.729,64
16	R\$ 22.388.140,36	R\$ 79.467,36	841900,3	3,7904501	0,67410	R\$ 2.941.455,76	R\$ 20.742.185,40
17	R\$ 24.752.100,81	R\$ 79.467,36	837690,8	4,3180807	0,74832	R\$ 3.349.690,81	R\$ 24.091.876,21
18	R\$ 27.365.671,49	R\$ 79.467,36	833502,4	4,9191575	0,83071	R\$ 3.812.942,28	R\$ 27.904.818,49
19	R\$ 30.255.208,71	R\$ 79.467,36	829334,9	5,6039043	0,92217	R\$ 4.338.608,96	R\$ 32.243.427,45
20	R\$ 33.449.851,74	R\$ 79.467,36	825188,2	6,3839677	1,02370	R\$ 4.935.083,05	R\$ 37.178.510,50
21	R\$ 36.981.816,67	R\$ 79.467,36	821062,2	7,272616	1,13641	R\$ 5.611.883,36	R\$ 42.790.393,86
22	R\$ 40.886.721,24	R\$ 79.467,36	816956,9	8,2849642	1,26153	R\$ 6.379.806,39	R\$ 49.170.200,25
23	R\$ 45.203.944,12	R\$ 79.467,36	812872,1	9,4382312	1,40043	R\$ 7.251.097,57	R\$ 56.421.297,82
24	R\$ 49.977.021,93	R\$ 79.467,36	808807,8	10,752033	1,55461	R\$ 8.239.645,57	R\$ 64.660.943,39
25	R\$ 55.254.088,31	R\$ 79.467,36	804763,7	12,248716	1,72578	R\$ 9.361.202,50	R\$ 74.022.145,89

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

5.2 CENÁRIO 2

Aplicando o mesmo raciocínio e considerações do cenário 1 para o cenário 2, tem-se que o tempo de amortização do investimento inicial é entre 18 e 19 anos, mais precisamente 18 anos e 7 meses, como pode ser verificado na tabela 11.

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 projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, é R\$ 8.944.225,26 e a TIR mensal e anual, são iguais a 1,62% e 20,23% respectivamente.

Tabela 11 – *Payback* para o cenário 2

<i>Ano</i>	<i>A</i> <i>Valor do SFCR em aplicação financeira</i>	<i>B</i> <i>O&M</i>	<i>C</i> <i>Energia Solar Gerada (kWh)</i>	<i>D</i> <i>Tarifa de energia F.ponta com impostos (R\$/kWh)</i>	<i>E</i> <i>Valor do ICMS na energia compensada F.ponta (R\$/kWh)</i>	<i>F</i> <i>Economia financeira</i>	<i>G</i> <i>Saldo Economia Financeira</i>
0	R\$ 4.492.761,00						
1	R\$ 4.967.150,97	R\$ 79.467,36	907641,8	0,53665	0,1407	R\$ 343.765,99	R\$ 343.765,99
2	R\$ 5.491.631,71	R\$ 79.467,36	903103,5	0,6113517	0,15619	R\$ 402.118,15	R\$ 745.884,14
3	R\$ 6.071.492,30	R\$ 79.467,36	898588,0	0,6964518	0,17339	R\$ 468.453,86	R\$ 1.214.338,01
4	R\$ 6.712.580,27	R\$ 79.467,36	894095,1	0,7933979	0,19248	R\$ 543.859,15	R\$ 1.758.197,16
5	R\$ 7.421.360,64	R\$ 79.467,36	889624,6	0,9038389	0,21367	R\$ 629.567,17	R\$ 2.387.764,33
6	R\$ 8.204.981,01	R\$ 79.467,36	885176,5	1,0296533	0,23719	R\$ 726.978,04	R\$ 3.114.742,36
7	R\$ 9.071.343,75	R\$ 79.467,36	880750,6	1,172981	0,26331	R\$ 837.681,35	R\$ 3.952.423,71
8	R\$ 10.029.185,60	R\$ 79.467,36	876346,9	1,33626	0,29230	R\$ 963.481,79	R\$ 4.915.905,50
9	R\$ 11.088.165,84	R\$ 79.467,36	871965,1	1,5222674	0,32448	R\$ 1.106.428,11	R\$ 6.022.333,62
10	R\$ 12.258.963,63	R\$ 79.467,36	867605,3	1,734167	0,36021	R\$ 1.268.846,05	R\$ 7.291.179,67
11	R\$ 13.553.385,80	R\$ 79.467,36	863267,3	1,9755631	0,39987	R\$ 1.453.375,69	R\$ 8.744.555,36
12	R\$ 14.984.485,81	R\$ 79.467,36	858950,9	2,2505614	0,44389	R\$ 1.663.013,80	R\$ 10.407.569,16
13	R\$ 16.566.695,46	R\$ 79.467,36	854656,2	2,5638396	0,49276	R\$ 1.901.161,91	R\$ 12.308.731,07
14	R\$ 18.315.970,40	R\$ 79.467,36	850382,9	2,9207261	0,54702	R\$ 2.171.680,85	R\$ 14.480.411,91
15	R\$ 20.249.951,01	R\$ 79.467,36	846131,0	3,3272911	0,60724	R\$ 2.478.952,58	R\$ 16.959.364,49
16	R\$ 22.388.140,36	R\$ 79.467,36	841900,3	3,7904501	0,67410	R\$ 2.827.950,41	R\$ 19.787.314,91
17	R\$ 24.752.100,81	R\$ 79.467,36	837690,8	4,3180807	0,74832	R\$ 3.224.318,54	R\$ 23.011.633,45
18	R\$ 27.365.671,49	R\$ 79.467,36	833502,4	4,9191575	0,83071	R\$ 3.674.462,40	R\$ 26.686.095,85
19	R\$ 30.255.208,71	R\$ 79.467,36	829334,9	5,6039043	0,92217	R\$ 4.185.651,08	R\$ 30.871.746,93
20	R\$ 33.449.851,74	R\$ 79.467,36	825188,2	6,3839677	1,02370	R\$ 4.766.133,50	R\$ 35.637.880,43
21	R\$ 36.981.816,67	R\$ 79.467,36	821062,2	7,272616	1,13641	R\$ 5.425.270,22	R\$ 41.063.150,65
22	R\$ 40.886.721,24	R\$ 79.467,36	816956,9	8,2849642	1,26153	R\$ 6.173.682,93	R\$ 47.236.833,58
23	R\$ 45.203.944,12	R\$ 79.467,36	812872,1	9,4382312	1,40043	R\$ 7.023.424,01	R\$ 54.260.257,59
24	R\$ 49.977.021,93	R\$ 79.467,36	808807,8	10,752033	1,55461	R\$ 7.988.168,86	R\$ 62.248.426,45
25	R\$ 55.254.088,31	R\$ 79.467,36	804763,7	12,248716	1,72578	R\$ 9.083.434,02	R\$ 71.331.860,47

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

5.3 CENÁRIO 3

Como no cenário 3 é feita a análise financeira do SFCR projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR no contexto do sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 16/2015, a quantidade de energia solar gerada na rede é indiferente, pois nesse sistema não há incidência de ICMS na energia compensada, ou seja, é considerado o uso concomitante da energia fotogerada. Portanto, neste cenário para análise do tempo de amortização do investimento, é retirada a coluna do valor do ICMS na energia compensada.

Isto posto, aplicando o mesmo raciocínio e considerações dos cenários anteriores, tem-se que para este o tempo de amortização do investimento inicial é entre 16 e 17 anos, mais precisamente 16 anos e 3 meses, como pode ser verificado na tabela 12.

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 projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, é R\$ 9.843.749,52e a TIR mensal e anual, são iguais a 1,73% e 21,30% respectivamente.

Tabela 12 – *Payback* para o cenário 3

<i>Ano</i>	<i>A</i> <i>Valor do SFCR em aplicação financeira</i>	<i>B</i> <i>O&M</i>	<i>C</i> <i>Energia Solar Gerada (kWh)</i>	<i>D</i> <i>Tarifa de energia F.ponta (R\$/kWh)</i>	<i>E</i> <i>Economia financeira</i>	<i>F</i> <i>Saldo Economia Financeira</i>
	R\$ 4.492.761,00					
1	R\$ 4.967.150,97	R\$ 79.467,36	907641,7538	0,53665	R\$ 407.618,59	R\$ 407.618,59
2	R\$ 5.491.631,71	R\$ 79.467,36	903103,545	0,6113517	R\$ 472.646,51	R\$ 880.265,10
3	R\$ 6.071.492,30	R\$ 79.467,36	898588,0273	0,6964518	R\$ 546.355,92	R\$ 1.426.621,02
4	R\$ 6.712.580,27	R\$ 79.467,36	894095,0871	0,7933979	R\$ 629.905,83	R\$ 2.056.526,85
5	R\$ 7.421.360,64	R\$ 79.467,36	889624,6117	0,9038389	R\$ 724.609,99	R\$ 2.781.136,84
6	R\$ 8.204.981,01	R\$ 79.467,36	885176,4886	1,0296533	R\$ 831.957,53	R\$ 3.613.094,37
7	R\$ 9.071.343,75	R\$ 79.467,36	880750,6062	1,172981	R\$ 953.636,40	R\$ 4.566.730,77
8	R\$ 10.029.185,60	R\$ 79.467,36	876346,8532	1,33626	R\$ 1.091.559,88	R\$ 5.658.290,65
9	R\$ 11.088.165,84	R\$ 79.467,36	871965,1189	1,5222674	R\$ 1.247.896,71	R\$ 6.906.187,36
10	R\$ 12.258.963,63	R\$ 79.467,36	867605,2933	1,734167	R\$ 1.425.105,12	R\$ 8.331.292,48

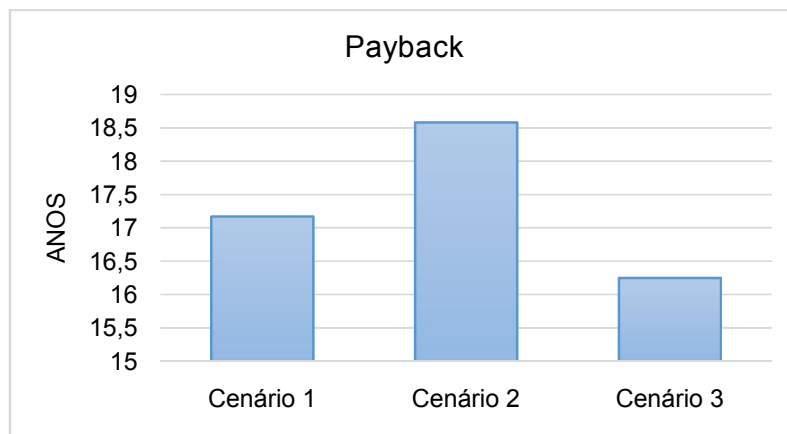
<i>Ano</i>	<i>A</i> <i>Valor do SFCR em aplicação financeira</i>	<i>B</i> <i>O&M</i>	<i>C</i> <i>Energia Solar Gerada (kWh)</i>	<i>D</i> <i>Tarifa de energia F.ponta (R\$/kWh)</i>	<i>E</i> <i>Economia financeira</i>	<i>F</i> <i>Saldo Economia Financeira</i>
11	R\$ 13.553.385,80	R\$ 79.467,36	863267,2668	1,9755631	R\$ 1.625.971,56	R\$ 9.957.264,04
12	R\$ 14.984.485,81	R\$ 79.467,36	858950,9305	2,2505614	R\$ 1.853.654,48	R\$ 11.810.918,52
13	R\$ 16.566.695,46	R\$ 79.467,36	854656,1758	2,5638396	R\$ 2.111.733,98	R\$ 13.922.652,50
14	R\$ 18.315.970,40	R\$ 79.467,36	850382,895	2,9207261	R\$ 2.404.268,12	R\$ 16.326.920,62
15	R\$ 20.249.951,01	R\$ 79.467,36	846130,9805	3,3272911	R\$ 2.735.856,74	R\$ 19.062.777,36
16	R\$ 22.388.140,36	R\$ 79.467,36	841900,3256	3,7904501	R\$ 3.111.713,77	R\$ 22.174.491,13
17	R\$ 24.752.100,81	R\$ 79.467,36	837690,824	4,3180807	R\$ 3.537.749,22	R\$ 25.712.240,35
18	R\$ 27.365.671,49	R\$ 79.467,36	833502,3698	4,9191575	R\$ 4.020.662,10	R\$ 29.732.902,45
19	R\$ 30.255.208,71	R\$ 79.467,36	829334,858	5,6039043	R\$ 4.568.045,78	R\$ 34.300.948,23
20	R\$ 33.449.851,74	R\$ 79.467,36	825188,1837	6,3839677	R\$ 5.188.507,38	R\$ 39.489.455,61
21	R\$ 36.981.816,67	R\$ 79.467,36	821062,2428	7,272616	R\$ 5.891.803,08	R\$ 45.381.258,69
22	R\$ 40.886.721,24	R\$ 79.467,36	816956,9316	8,2849642	R\$ 6.688.991,57	R\$ 52.070.250,26
23	R\$ 45.203.944,12	R\$ 79.467,36	812872,1469	9,4382312	R\$ 7.592.607,91	R\$ 59.662.858,16
24	R\$ 49.977.021,93	R\$ 79.467,36	808807,7862	10,752033	R\$ 8.616.860,64	R\$ 68.279.718,81
25	R\$ 55.254.088,31	R\$ 79.467,36	804763,7472	12,248716	R\$ 9.777.855,22	R\$ 78.057.574,02

Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

5.4 RESUMO DOS RESULTADOS

Explicitando os resultados de forma gráfica, os resumos dos resultados dos *paybacks* são mostrados no gráfico 6.

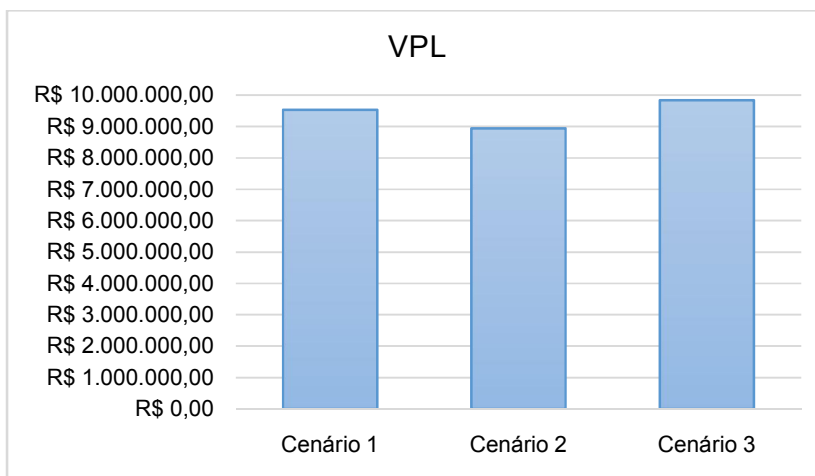
Gráfico 6 – Resumo dos *paybacks* obtidos para os três cenários analisados



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

Já o resumo dos resultados para o VPL nos três cenários, está explicitado no gráfico 7.

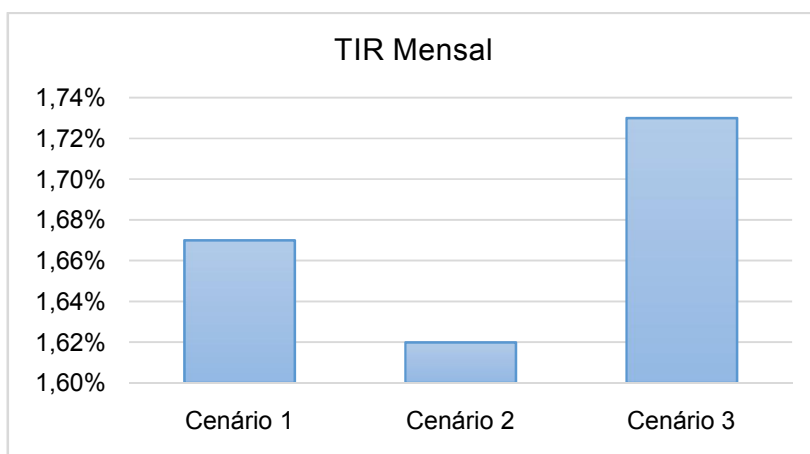
Gráfico 7 – Resumo dos VPLs obtidos para os três cenários analisados



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

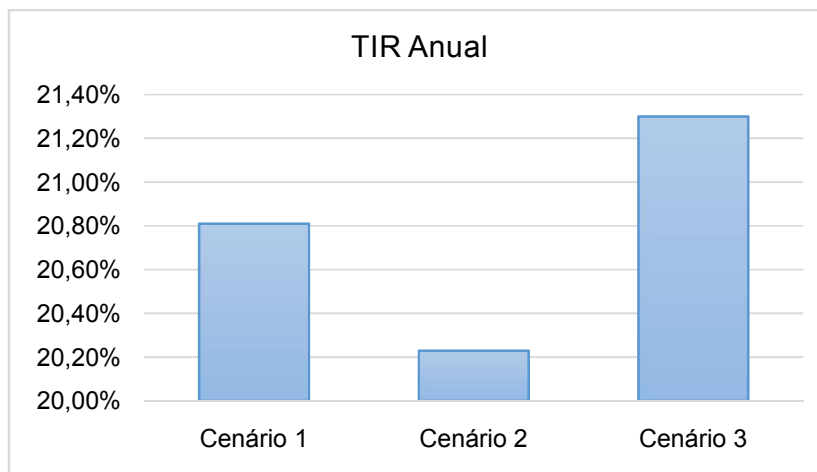
E por fim, os gráficos 8 e 9, ilustram o resumo das TIRs mensais e anuais obtidas respectivamente.

Gráfico 8 – Resumo das TIRs mensais obtidas para os três cenários analisados



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

Gráfico 9 – Resumo das TIRs anuais obtidas para os três cenários analisados



Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo, por meio de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) dimensionado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, comparar os dois modelos de tarifação para geração solar fotovoltaica distribuída existentes no Brasil.

O dimensionamento do SFCR capaz de suprir parte da demanda energética do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, se deu pelas premissas estabelecidas, indicadas no item 3.1, por meio de dados locais de irradiação, bancos solarimétricos do projeto SWERA/INPE e Meteornorm, e pela demanda contratada junto a concessionária de energia para o respectivo medidor.

Como resultado do dimensionamento, obteve-se um SFCR de 705,3 kWp, o qual possui uma estimativa de capacidade média de geração mensal de 75.447,1 kWh/mês e um valor de investimento estimado de R\$ 4.492.761,00, ou seja, R\$6,37/Wp. Além disso, estimou-se a área requerida para instalação do SFCR para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos.

No entanto, tal área requerida, para todas as tecnologias, em uma eventual execução do projeto, segundo levantamento de Guimarães e Gonçalves (2012, p. 103), inexistente no câmpus. Tal fator não limita o projeto, pois no respectivo levantamento feito não foram consideradas todas as áreas possíveis para instalação do SFCR e, além disso, por meio da Resolução Normativa N°687/2015 criou-se novas modalidades de compensação de energia, em que o SFCR pode ser instalado em outra área sob concessão da mesma distribuidora e ter sua energia gerada utilizada no câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR.

Vale ressaltar que os resultados obtidos neste trabalho correspondem, única e exclusivamente, a planta fotovoltaica projetada para a localidade do câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR. Portanto, em uma eventual mudança na localidade de instalação do SFCR projetado, os resultados não serão os mesmos e por isso, os estudos devem ser refeitos.

Em se tratando da 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 câmpus Curitiba/Sede Centro. 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 30% e 50% de energia solar fotovoltaica injetada na rede de distribuição da concessionária respectivamente, e o terceiro considerando o sistema de tarifação baseado no convênio de ICMS 16/2015.

Como resultado, verificou-se que para todos os cenários o SFCR projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR 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.

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 2 anos e 4 meses, ou seja 9,3% 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\$ 899.524,26, ou seja, uma redução de ganho de 9,14%. Quanto a TIR mensal e anual, embora mais discretas, as diferenças chegaram a 0,11% e 1,07% respectivamente, tais valores correspondem, na mesma ordem, a 13,41% e 10,19% das TMA's consideradas no trabalho. Portanto, os três cenários permitem ao investidor captar recursos a juros mais altos para realizar o investimento.

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, pois os resultados financeiros dos cenários 1 e 2 são inferiores aos do cenário 3 e os mesmos pioram com o aumento percentual da energia solar injetada na rede.

Concluí-se, portanto, que a deturpação do conceito de *net metering* no Brasil diminuí a atratividade da inserção da geração solar distribuída como fonte energética, fazendo com que o mesmo ainda dependa de fontes mais caras de energia para suprir o *déficit* de geração hídrica em períodos de seca.

Somado a isso, constata-se que, ainda que haja viabilidade do SFCR projetado para o câmpus Curitiba/Sede Centro da UTFPR, os resultados obtidos, do ponto de vista do investidor, podem não trazer rendimentos atraentes. Isso se deve, pelos altos custos dos equipamentos, os quais, em sua maioria, são importados e sofrem forte influência cambial, e, especificamente no contexto deste trabalho, pelo baixo valor da tarifa de energia elétrica do grupo A no período fora de ponta, impactando diretamente no custo evitado de consumo concomitante de energia elétrica.

E para finalizar, analisando o 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), a qual diz que a geração distribuída de energia é capaz de reduzir significativamente as despesas com o consumo de energia elétrica. Tais reduções no primeiro ano são de R\$ 343.765,99 e R\$ 407.618,59 no pior e no melhor dos cenários respectivamente e chegam, nessa mesma ordem, a R\$ 9.083.434,02 e R\$ 9.777.855,22 no final da vida útil do sistema.

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

- Avaliar o impacto dos diferentes sistemas de tarifação para geração distribuída existentes no Brasil para diferentes grupos tarifários;
- 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. Tendo em vista que nessas modalidades a energia gerada, em praticamente sua totalidade, é injetada na rede e, portanto, pressupõe-se que o sistema tarifário adotado, impactará diretamente a viabilidade desses novos micro e mini geradores;
- Avaliar a possibilidade do uso da geração distribuída fotovoltaica como ferramenta para a redução da demanda contratada dos respectivos clientes e o impacto dessa redução na viabilidade financeira do projeto. No entanto, vale ressaltar que tal a redução só seria possível com a retificação da norma, pois atualmente a máxima potência de saída do SFCR é limitada a demanda contratada.

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> Acesso em: 06 de abr 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. **Resolução Normativa N°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 N° 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 N° 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 N° 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

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. **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.

BRASIL. **Lei nº 13.106.** Brasília, 2015. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13106.htm> Acesso em: 13 de abr. 2016.

BUNDESMINISTERIUMS DER JUSTIZ UNDAFÜR VERBRAUCHERSCHUTZ IN ZUSAMMENARBEIT; **Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014.** 2014, 75 f. Berlin, 2014. Disponível

em: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf> Acesso em: 23 de mar. 2016.

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Alterações tarifárias.** Paraná, 2016d. Disponível em: <www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp> Acesso em: 13 de abr. 2016

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 16.** Brasília, 2015a. Disponível em: <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> 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> 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> Acesso em: 17 de nov. 2015.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 39.** Brasília, 2016a. Disponível em: <www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms> Acesso em: 01 de out. 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 81**. Brasília, 2016b. Disponível em: <www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms> Acesso em: 01 de out. 2016.

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

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

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable CapacityStatistic 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> 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> 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> 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: CEPTEL – 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.

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> acessado em: 15 de mai de 2016.

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> 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.

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. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**: Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da Universidade Tecnológica do Paraná. 2015. 110 f. Notas de Aula.

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.

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> 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.