

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RAPHAEL HENRIQUE SOARES MACHADO

**ANÁLISE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE PARA UMA CONCESSIONÁRIA
DE ENERGIA ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2017

RAPHAEL HENRIQUE SOARES MACHADO

**ANÁLISE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE PARA UMA CONCESSIONÁRIA DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Msc. Jonatas Policarpo Américo

Coorientador: Prof. Msc. Géremi Gilson Dranka

Coorientador: Prof. Dr José Donizetti de Lima

PATO BRANCO

2017

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**ANÁLISE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE PARA UMA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA**”, do aluno **RAPHAEL HENRIQUE SOARES MACHADO** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° 169 de 2017.

Fizeram parte da banca os professores:

Prof. Me. Jonatas Policarpo Américo

Prof. Dr. Fernando Jose Avancini Schenatto

Prof. Me. Cleidimar Nardi

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, namorada, amigos e a todos que buscam no estudo uma forma de evoluir para entender a si e ao meio em que vivem.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente a Deus, que em sua infinita bondade, dá condições do ser humano evoluir para melhor, mostrando o caminho da retidão divina por seus ensinamentos.

Aos meu pais Valter e Angelina que não mediram esforços para proporcionar a mim acesso à uma profissão, pois valores e caráter me ensinaram em casa. Aos meus irmãos Naiara e Thiago pelas boas palavras compartilhadas, pelos momentos vividos e pelo sentimento de fraternidade que nos une como família.

A minha namorada Emiliana que vem se tornando cada dia mais uma companheira para todas as horas.

Agradeço aos meus amigos dos mais diversos lugares, estes me moldaram com suas experiências vividas, conselhos e puxões de orelha.

Agradeço aos meus professores, estes se tornaram inspiração de postura e conhecimento.

Agradeço a todos por acreditarem em mim.

EPÍGRAFE

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.” (Albert Einstein)

RESUMO

MACHADO, Raphael Henrique Soares. **Análise econômica da inserção de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede para uma concessionária de energia elétrica.** 2017, 106p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2017

A partir do ano 2000 se observou um movimento internacional de sustentabilidade energética em países desenvolvidos utilizando as novas fontes energéticas renováveis (eólica, fotovoltaica). O Brasil a partir de 2012 se consolidou neste contexto baseado na Resolução Normativa (REN) 482/2012 publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com o objetivo garantir a distribuidora de energia elétrica o equilíbrio racional dos pilares de modicidade tarifária, qualidade de serviço e sustentabilidade econômico-financeira, a ANEEL deu início as várias publicações técnicas sobre o impacto da geração distribuída em conjunto com as novas fontes renováveis para o sistema elétrico brasileiro. A Nota Técnica (NT) 17/2015, fundamentada na REN 482 e publicada pela ANEEL, avaliou o impacto regulatório da inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para as distribuidoras. Esta pesquisa, balizada na NT 17/2015, apresenta uma análise teórico-conceitual do impacto econômico de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede para a concessionária Copel. O estudo fez uso do Modelo de Bass (projeção do número de domicílios), da Metodologia Multi-Índice Ampliada (avaliação financeira do sistema fotovoltaico) e da Metodologia de Reajuste Tarifária Anual (mensuração do impacto financeiro global na tarifa de energia elétrica). Como resultados obteve-se a projeção da adesão de 23 mil domicílios com uma potência de 69 MWp capaz de gerar 101 GWh/ano até 2024. O reajuste global da tarifa projetado foi 0,392% em contraste com 0,21% da Nota Técnica 17/2015 da ANEEL para a receita requerida pela Copel ao final de 2024. Constata-se um baixo impacto final quando comparado com as próprias perdas (técnicas e não técnicas) do sistema elétrico.

Palavras-chave: Modelo de Bass, Metodologia Multi-Índice Ampliada, Reajuste Tarifário Anual, REN 482, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, ANEEL.

ABSTRACT

MACHADO, Raphael Henrique Soares. **Economic analysis of the insertion of photovoltaic systems connected to the grid for an electric power utility.** 2017, 106p. Course Completion Work - Electrical Engineering Course, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2017

Since 2000, an international energy sustainability movement has been observed in developed countries using the new renewable energy sources (wind, photovoltaic). Brazil as of 2012 has consolidated in this context based on Normative Resolution (REN) 482/2012 published by the National Agency of Electric Energy (ANEEL). In order to guarantee the electric energy distributor the rational balance of the pillars of tariff quality, service quality and economic and financial sustainability, ANEEL has initiated the various technical publications on the impact of the distributed generation together with the new renewable sources for the Brazilian electrical system. The Technical Note (NT) 17/2015, based on REN 482 and published by ANEEL, evaluated the regulatory impact of the insertion of photovoltaic systems connected to the grid for distributors. This research, based on NT 17/2015, presents a theoretical-conceptual analysis of the economic impact of residential photovoltaic systems connected to the grid for the Copel concessionaire. The study made use of the Bass Model (projection of the number of households), the Multi-Index Expanded Methodology (financial evaluation of the photovoltaic system) and the Annual Tariff Adjustment Methodology (measurement of the overall financial impact on the electricity tariff). As a result, 23,000 households with a power of 69 MWp were able to generate 101 GWh / year until 2024. The projected tariff readjustment was 0.392% in contrast to 0.21% of Technical Note 17 / 2015 for the revenue required by Copel at the end of 2024. A low final impact is observed when compared to the technical and non-technical losses of the electricity

Keywords: Bass Model, Expanded Multi-Index Methodology, Annual Tariff Readjustment, REN 482, Networked Photovoltaic System, ANEEL.

LISTAS DE FIGURA

Figura 1 - Estágios do Processo de Difusão	21
Figura 2 - Distribuição Normal dos adotantes de um sistema social.....	25
Figura 3 - Curva S natural de um processo de difusão bem-sucedido.....	26
Figura 4 - Curva de difusão real de tecnologias nos EUA.....	27
Figura 5 - Estrutura tarifária média de 10 concessionárias no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária (2007-2010)	38
Figura 6 - Composição da Parcela A e B da tarifa de energia elétrica	40
Figura 7 - Funções de custo e componentes tarifários da TUSD e TE.....	44
Figura 8 - Fluxograma de Cálculo de Reajuste Tarifário Anual.....	47
Figura 9 - Fluxograma geral da metodologia.....	52
Figura 10 - Metodologia para obtenção do mercado potencial.....	53
Figura 11 - Domicílios particulares (1000 domicílios) com rendimento mensal acima de 5 salários mínimos com previsão até 2024.....	55
Figura 12 - Fluxograma da metodologia aplicado ao Consumidor	58
Figura 13- Fluxograma da metodologia aplicada ao SFCR.	58
Figura 14 - Evolução da Alíquota do PIS/PASEP e CONFINS entre 2015 e 2017.....	62
Figura 15 - Evolução da Tarifa de Energia Elétrica comparado ao IGPM e IPCA	63
Figura 16 - Taxa de adoção da tecnologia fotovoltaica no mercado residencial	74
Figura 17 - Crescimento do mercado de sistemas fotovoltaicos para a Copel	77
Figura 18 – Geração do Sistema fotovoltaico e o consumo da faixa D (300-400 kWh) em 2017.	80
Figura 19 - Receitas e Custos da inserção do sistema fotovoltaico para faixa D (300-400 kWh) em 2017	81
Figura 20 - Layout do módulo Abordagem Determinística - Recursos Próprios - Fluxo de Caixa ou Custos e Receitas – SAVEPI.....	83
Figura 21 - Número acumulado de adotantes de SFCR para a Copel	86
Figura 22 - Projeção da capacidade fotovoltaica residencial instalada na área de concessão da Copel	87

LISTA DE SIGLAS, ABREVIações E ACRÔNIMOS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL – Companhia Paranaense de Energia
GD – Geração Distribuída
IBC – Índice de Benefício e Custo
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
IEA – *International Energy Agency*
IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRT – Índice de Reajuste Tarifário
LCOE – *Levelized Cost of Energy*
MCAI - Metodologia Clássica de Análise de Investimentos
MMIA – Metodologia Multi-Índice Ampliada
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*
NT – Nota Técnica
PI – Projeto de Investimento
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária
REN – Resolução Normativa
ROIA – Retorno Adicional sobre o Investimento
RTA -Reajuste Tarifário Anual
RTP – Revisão Tarifária Periódica
SAVEPI – Software de Análise da Viabilidade Econômica de Projetos de Investimentos
SDER – Sistemas Distribuídos de Energia Renovável
SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SIDRA – Sistema IBGE de Recuperação Automática
SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
UC – Unidade Consumidora
UTD – Unidade de Tomada de Decisão
VP – Valor Presente
VPL – Valor Presente Líquido
VPLA – Valor Presente Líquido Anualizado

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores da Metodologia Multi-Índice Ampliada	30
Tabela 2 - Critérios de decisão dos indicadores da Metodologia Multi-Índice Ampliada.....	31
Tabela 3 - Domicílios particulares permanentes segundo o tipo de domicílio, a condição de ocupação do domicílio e a existência de energia elétrica proveniente da concessionária no Paraná.....	56
Tabela 4 - Consumo do Grupo B – Residencial – 2012 a 2016	60
Tabela 5 - Máxima potência instalada de SFCR baseado na média do consumo de energia para consumidores residenciais.	66
Tabela 6 - Valor do watt-pico de SFCR no Brasil entre 2013 e 2016	69
Tabela 7 - Premissas para a formação do fluxo de caixa do investimento.	71
Tabela 8 - Indicadores da MMIA para faixa D (300-400 kWh) em 2017	84
Tabela 9 - Valores da fração máxima de mercado com base no TPB de mercado.....	85
Tabela 10 - Projeção de energia fotovoltaica em residências para a Copel.....	87
Tabela 11 - Formação do item Compra de Energia.	88
Tabela 12 - Formação do item Receita	89
Tabela 13 - Impacto econômico baseado na inserção da geração fotovoltaica para a Copel	90
Tabela 14 - Custo de disponibilidade dos SFCR da COPEL – Distribuição até 2016.....	102
Tabela 15 - Quantidade de consumidores residenciais com sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2016	103
Tabela 16 - Indicadores da MMIA para faixa D (300-400 kWh) de 2017 a 2024.....	104
Tabela 17 - Indicadores da MMIA para faixa E (400-500 kWh) de 2017 a 2024	105
Tabela 18 - Indicadores da MMIA para faixa F (500-1000 kWh) de 2017 a 2024	106

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Teoria da Difusão de Inovações	19
2.1.1	Estágio do processo de difusão.....	21
2.1.2	Categoria de Adotantes	23
2.1.3	Curva S de distribuição.....	26
2.2	Modelos de difusão aplicados em geração fotovoltaica.....	27
2.2.1	Modelos de Paridade Tarifária.....	28
2.2.2	Modelo de Bass.....	32
2.3	As tarifas de energia elétrica	35
2.3.1	Breve histórico	36
2.3.2	Nível Tarifário	37
2.3.2.1	Parcela A.....	38
2.3.2.2	Parcela B.....	39
2.3.2.3	Estrutura Tarifária	42
2.3.3	Processos de Reposicionamento Tarifário	43
2.3.3.1	Revisão Tarifária Periódica (RTP)	43
2.3.3.2	Reajuste Tarifário Anual	46
3	METODOLOGIA.....	51
3.1	Estimativa do mercado potencial final	51
3.1.1	Mercado Potencial (mp).....	52
3.1.2	Mercado potencial final (m)	56
3.1.3	Premissas para o cálculo do <i>payback</i>	57
3.1.3.1	Classe de Consumidor	58
3.1.3.2	Tipo de Conexão	59

3.1.3.3	Consumo mensal de energia elétrica da rede da distribuidora.....	59
3.1.3.4	Impostos incidentes sobre a tarifa residencial e comercial.....	60
3.1.3.5	Tarifa Residencial.....	61
3.1.3.6	Taxa de aumento anual da tarifa residencial.....	62
3.1.3.7	Produtividade anual (kWh/kWp/ano).....	64
3.1.3.8	Potência fotovoltaica instalada.....	65
3.1.3.9	Percentual de geração fotovoltaica injetada na rede.....	66
3.1.3.10	Redução anual da produtividade.....	67
3.1.3.11	Custo do kWp instalado.....	68
3.1.3.12	Despesas anuais com Operação e Manutenção (O&M).....	70
3.1.3.13	Formação do fluxo de caixa para análise econômica do SFCR.....	71
3.1.3.14	Cálculo do <i>Payback</i>	73
3.1.4	Coeficientes do Modelo de Difusão de Bass.....	74
3.1.5	Impacto econômico para Concessionária.....	75
4	RESULTADOS.....	77
4.1	Mercado Potencial Final.....	77
4.2	Análise do <i>Payback</i>	79
4.2.1	Análise do Projeto de Investimento pela MMIA.....	81
4.3	Impacto Econômico para Concessionária.....	86
4.4	ANÁLISE DO ESTUDO COM A Nota Técnica 17/2015 – Anexo V – SRD/ANEEL.....	90
5	CONCLUSÃO.....	93
	REFERÊNCIAS.....	96
	APÊNDICE A – Resumo dos Dados Apresentados pela Copel-Distribuição sobre Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.....	102
	APÊNDICE B – Resultados da MMIA dos Projetos De Investimento.....	104

1 INTRODUÇÃO

A energia exerce uma função imprescindível na manutenção e no desenvolvimento humano, sendo considerada um pilar de sustentação do modelo contemporâneo de evolução. A energia elétrica tem um elevado grau de importância por ser amplamente utilizada, tornando pertinente a discussão de temas energéticos, os quais possibilitem o progresso sustentável. Uma visão holística das implicações do uso da energia elétrica possibilita a identificação e resolução de problemas de ordem tecnológica, econômica, social, política e ambiental (REIS, 2011).

A geração de energia elétrica hoje, na sua maioria, não favorece a sustentabilidade de suas fontes. As fontes preponderantes de energia, os combustíveis fósseis (carvão, óleo e gás, por exemplo), são recursos finitos, e são consumidos a uma rápida taxa de crescimento (WWF *et al.*, 2011). Conforme exposto pela Agência Internacional de Energia, do inglês *International Energy Agency* (IEA), no ano de 2014 comparado ao ano anterior, em países-membro da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), observou-se um decréscimo de 21,7% na utilização dos combustíveis fósseis (óleo, carvão e gás natural) em comparação ao aumento de 35% na utilização de fontes renováveis (por exemplo eólica e fotovoltaica) (IEA, 2015).

O estudo elaborado pela REN21 (2016) apresenta o crescimento da capacidade energética de fontes renováveis na década (2004-2013) no cenário mundial. Os fatores impulsionadores para este rápido crescimento incluem: i) melhoria na relação custo em comparação com a competitividade das tecnologias renováveis; ii) iniciativas políticas; iii) melhor acesso a financiamentos; iv) segurança energética e v) preocupações ambientais.

Ao observar a conjuntura energética internacional, o Brasil possui uma situação favorável no que tange à matriz energética. A oferta interna de eletricidade do país é composta majoritariamente de fontes renováveis (75,5%), sendo a geração hidráulica a de maior destaque (64%). O consumo de energia elétrica teve um aumento de 2,4% em 2015 comparado ao ano de 2014. O aumento no consumo de 2,4% foi equilibrado com o aumento da geração por meio de centrais hidráulicas, centrais térmicas e por usinas eólicas e solares colaborando com 0,8496%, 0,6% e 0,9504% (eólicas e solares), respectivamente (EPE, 2016).

Atrelado às fontes renováveis de energia, retorna à perspectiva mundial, o conceito de Geração Distribuída (GD). O conceito de GD não é único na literatura. Ackermann *et al.* (2000) destaca como condições que caracterizam a GD a potência instalada da planta, localização, tecnologia, impacto ambiental e modo de operação. A partir do ano 2000 iniciou-se o aumento da geração distribuída em todo mundo, com finalidade de proporcionar sistemas integrados de energia, fornecendo uma gama de serviços em conjunto com a geração centralizada. Na atualidade, os Sistemas Distribuídos de Energia Renovável (SDER) oportunizam acelerar a transição para serviços energéticos modernos em áreas remotas e rurais além de viabilizar redes inteligentes de geração e consumo entre os sistemas centralizados e os distribuídos em regiões urbanas (REN21, 2016).

O Brasil ao acompanhar as tendências do mercado internacional, visando reduzir limitações dos sistemas centralizados, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresentou, como base regulamentar para a expansão dos SDER, a regulamentação da GD a partir do artigo 14º do decreto lei nº5.163/2004¹. Ainda, foram estabelecidas as condições gerais para o acesso, organização e utilização da rede elétrica através da Resolução Normativa (REN) nº 167/2005², nº 482/2012³ e a nº 687/2015 (FGV ENERGIA, 2016).

Desse modo, verifica-se a aprovação da REN 482/2012 após a consulta pública 15/2010 e audiência pública 42/2011 promovido pela ANEEL, houve um crescimento da figura do consumidor-gerador (ou “prosumidor”⁴, termo derivado do inglês *prosumer – producer and consumer*). O Balanço Energético Nacional (2016), destaca que a geração distribuída no Brasil atingiu um montante consumido de 39,5 GWh com uma potência instalada de 16,5 MW. Deste total, os sistemas fotovoltaicos são responsáveis por 20,0 GWh e 13,3 MW, respectivamente. Isto representa 51% da geração distribuída de energia elétrica com 81% da potência instalada total de

¹ Decreto lei nº5.163/2004, Art. 14º - caracteriza os agentes (concessionários, permissionários e autorizados) enquadrados na produção de geração distribuída e define que a ligação ocorre por meio do sistema elétrico de distribuição do comprador. Especifica exceções de empreendimentos conforme disposto no inciso primeiro (geração hidráulicos com potência instalada superior 30 MV) e inciso segundo (termelétrico, incluindo cogeração, com eficiência inferior a 75% exceto as com combustível provenientes de biomassa ou resíduos de processos). (BRASIL, 2004)

² Resolução normativa 167/2005 – descreve que a comercialização da geração distribuída (GD) está inserido no mercado de distribuição de energia, sendo realizado entre o empreendimento de GD e os agentes do respectivo mercado. Para a contratação, o agente de mercado deve: realizar processo de chamada pública, registrar o contrato de compra e venda nos órgãos de regulamentação e comercializar com empreendimento que esteja em sua área de concessão. Salienta ainda que a GD não pode exceder 10% do montante contratado pelo agente de distribuição. (ANEEL, 2005)

³ REN 482/2012 – Define o universo de atuação da micro e minigeração de energia elétrica referente a potência instalada, aos tipos de fontes renováveis empregadas, a forma de compensação da potência ativa excedente gerada e os tipos de consumidores beneficiados. A REN 687/2015 é uma atualização da REN 482/2012 que traz mudanças pontuais.

⁴ Prosumidor - refere-se ao utilizador que simultaneamente consome e produz energia da rede elétrica.

novas fontes renováveis. Dessa forma, é explícito o crescimento da instalação e operação de unidades fotovoltaicas após vigorar a REN 482/2012.

A ANEEL, como autarquia responsável por proporcionar condições balizadoras para que o mercado de energia elétrica se desenvolva em equilíbrio, apresenta no Módulo 2 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição. Uma das condições apontadas no Módulo 2 do PRODIST é que as distribuidoras de energia elétrica realizem a previsão de demanda, critérios e estudos de planejamento e plano de desenvolvimento do setor de distribuição de sua respectiva área de concessão (ANEEL, 2016b).

Conforme exposto por Huh e Lee (2014), para que as tecnologias de energias renováveis adquiram maior capacidade de competição, é essencial reduzir as incertezas sobre a adoção para reforçar seu valor de mercado. Dentre as ferramentas possíveis para ocorrer uma maior probabilidade de sucesso na inserção tecnológica se tem a previsão de demanda, com o uso de variáveis que expliquem o processo, possibilitando a formação de políticas estratégicas referentes ao ciclo de vida da tecnologia. Hong (2010) ainda ressalta que a previsão de carga é um importante processo com as mais variadas aplicações. Nesse sentido, destaca-se que o mercado de energia elétrica se utiliza de previsões para firmar contratos de compra e venda de energia para curto, médio e longo prazo.

Na área de transmissão e distribuição de energia elétrica, necessita-se manutenções coerentes e expansão ordenada do sistema de modo a atender à demanda em seu território de atuação, possibilitando melhoria contínua no serviço e confiabilidade no sistema.

O mercado brasileiro é incipiente no que se refere às tecnologias das novas energias renováveis (eólica, fotovoltaica). A aplicação de modelos de difusão configura-se como ferramentas de estudo para: identificar os membros do mercado-alvo, indicar a natureza e o tamanho do mercado potencial, estudar como elevar o grau da “inovatividade”⁵ da população e indicar o tempo de adoção de novas tecnologias energéticas, como por exemplo os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), pelas várias parcelas da população (LIMA, 2010a).

No estudo de Rao e Kishore (2009), os autores realizaram uma revisão dos modelos de difusão para tecnologias de energias renováveis, permitindo a

⁵ Inovatividade – “[...] a capacidade de inovar de forma contínua e duradoura [...]”. (QUANDT; FERRARESI; BEZERRA, 2013)

análise dos processos de difusão e estudo das diferentes taxas de crescimento, tendo como principal objetivo o estabelecimento de relações explícitas entre os parâmetros de difusão, influências técnico-econômicas e políticas no mercado. Em Konzen (2014), o autor emprega um modelo de difusão de Bass para projetar a difusão da atuação do pequeno consumidor, com um papel ativo na geração de energia, via sistemas fotovoltaicos conectados à rede em residências brasileiras. No estudo realizado por Huh e Lee (2014), foi apresentado um modelo de difusão que incorpora relações competitivas entre cinco tecnologias de energias renováveis, aplicado ao mercado de energia renovável da Coréia do Sul.

Com a inserção da tecnologia das novas energias renováveis, principalmente os SFCR, por sua representatividade, nota-se o surgimento de mudanças no mercado de energia elétrica, dentre as quais pode-se verificar novos nichos de atuação para as distribuidoras. A Fundação Getúlio Vargas (FGV) expõe em seu relatório de Recursos Energéticos Distribuídos algumas novas possibilidades de atuação para as distribuidoras, tais como: o planejamento de novas plantas de micro e minigeradoras de energia; instalação e manutenção de plantas geradoras; instalação de medidores inteligentes e oferta de serviços de consultoria para os potenciais prosumidores, visando auxiliar os consumidores na obtenção da melhoria da qualidade de energia em seus empreendimentos e desse modo, fortalecer a lealdade de sua base consumidora (FGV ENERGIA, 2016).

Assim, a distribuidora de energia elétrica é um dos agentes de mercado que necessitará de novas estruturas de comercialização da energia elétrica de modo a garantir equilíbrio racional entre seus pilares (modicidade tarifária, qualidade de serviço e produto e sustentabilidade econômico-financeira).

Nesse contexto, a Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL, em seu ANEXO V, apresenta um estudo do impacto regulatório da REN 482, dando ênfase à inserção de SFCR. A metodologia do estudo proposto pela nota técnica em questão utilizou-se de premissas conservadoras como a divisão em cenários econômicos, esboçando resultados de um impacto financeiro menor que 2% para as distribuidoras no ano de 2024 (ANEEL, 2015b). A diminuição do recebimento da Parcela B⁶ compromete a remuneração do capital investido pelas concessionárias,

⁶ “A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.” (ANEEL, 2017f)

inviabilizando investimentos na modernização das redes de distribuição e em novas tecnologias do setor, dificultando inclusive os estudos com premissas conservadoras de mercado, como a apresentada na Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL.

Diante o crescimento e maior participação dos SFCRs, redução na tarifa destinada a distribuição, este trabalho utilizará como base a Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEXO V. A nota realiza a análise do impacto regulatório usando os seguintes procedimentos: uso da Teoria de Difusão de Inovações para previsão da quantidade de consumidores; limita-se a avaliação de sistemas fotovoltaicos, por ser a fonte de maior participação; faz uso de *payback* simples para determinar o tempo de retorno do investimento; especifica o horizonte de previsão de 10 anos a partir de 2014 (ano base); considerou clientes residenciais e comerciais que possuem habitações tipo casa.

Dentre os resultados apresentados pela nota técnica, destacam-se: o crescimento de consumidores que irão aderir à tecnologia; o aumento de potência instalada; o cálculo do impacto tarifário para cada concessionária para o ano de 2024; exposição de forma qualitativa do nível de impacto para os diferentes agentes do setor elétrico, entre outros.

Ao verificar as novas possibilidades que o mercado oferece ao consumidor para gerar sua própria energia elétrica, se nota uma variação na demanda do mercado cativo. Esta variação inseri um maior grau de incerteza nas projeções realizadas pela distribuidora para o crescimento do mercado e consequentemente na realização da compra de energia com contratos a longo prazo. Desse modo, este trabalho propõe-se a realizar um estudo de análise da viabilidade econômica do crescimento da inserção da geração distribuída fotovoltaica. Tal análise permitirá uma estimativa quanto a significância do possível impacto a se realizar mediante as premissas de mercado.

Para alcançar este resultado, o trabalho é composto pelos seguintes objetivos específicos:

- Analisar a formação de receitas e despesas da distribuidora de energia elétrica que sofrem influência da geração distribuída fotovoltaica residenciais conectados à rede;
- Realizar a previsão de crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede;
- Realizar estudo de viabilidade de SFCR para um consumidor por intermédio

da Metodologia de Multi-Índice Ampliada (MMIA) abordando o retorno e risco do investimento.

- Analisar o impacto econômico da inserção de SFCR para a concessionária de energia elétrica com base na Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL;
- Comparar os resultados obtidos com a Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL e possíveis atualizações.

O trabalho será delimitado à área de atuação da Copel Distribuição. Como principal contribuição, o estudo visa colaborar com a discussão sobre o tema por considerá-lo um pilar para o desenvolvimento econômico e sustentável do sistema de distribuição de energia elétrica.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As tecnologias de GD residencial, como a fotovoltaica (objeto de estudo) são consideradas inovações disruptivas (ISLAM, 2014). Compreende um produto novo o qual oferece alternativas tecnológicas para o mercado. Inicialmente não satisfazem requisitos mínimos de desempenho da métrica exigida pelo cliente, frente às tecnologias de vanguarda do mercado. Isto restringe sua atuação a um mercado nicho que valoriza as dimensões em que a tecnologia se destaca. Com o avanço em pesquisa e desenvolvimento, a tecnologia amadurece atingindo requisitos de desempenho exigidos no mercado superando tecnologias convencionais de empresas já estabelecidas (DANEELS, 2004).

Abordará modelos habitualmente empregados na análise da expansão da geração fotovoltaica. A disseminação da GD fotovoltaica pode ser explicada pelo modelo de Bass respaldado pela teoria da difusão da inovação, por propiciar um estudo que forneça informações sobre o consumidor quanto às preferências dos novos atributos da tecnologia nos diferentes segmentos de consumo e a taxa de adoção da tecnologia (ISLAM, 2014). Ainda temos os modelos de paridade tarifária o qual oferecem ferramentas de tomadas de decisão financeiras demonstrando se o investimento na tecnologia possui custo e benefício.

Após a predição da capacidade de adotantes, via modelo, torna-se necessário o esclarecimento sobre a formação da tarifa de energia elétrica e os modelos regulatórios de realinhamento tarifário responsáveis por manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, os quais retratam o impacto financeiro sofrido pela inserção de SDER.

2.1 TEORIA DA DIFUSÃO DE INOVAÇÕES

Esta seção será baseada na teoria da difusão apresentada principalmente por Rogers (2003) e Konzen (2014).

A teoria da difusão possui aplicação em diversas áreas como educação, antropologia, saúde pública, marketing, geografia, ciências políticas e outros. Após a escrita da obra *Diffusion of Innovations* (Difusão da Inovação) por Rogers (1962), o

qual buscou descrever um modelo geral de difusão extensível a todas as áreas, tornou-se referência nos mais diversos trabalhos no campo da difusão (KONZEN, 2014).

A difusão é um processo em que a “inovação” é disseminada por certos canais de comunicação no decorrer do tempo para um sistema social (novo público). Assim, quatro são os elementos da difusão, (1) inovação, (2) canais de comunicação, (3) tempo e (4) um novo público.

A inovação é uma ideia, prática ou objeto identificado como novo pelo indivíduo ou unidade de adoção. A novidade percebida pelo indivíduo ocasiona sua reação a ela, o que não estimula necessariamente uma atitude de adoção ou rejeição. (ROGERS, 2003)

A comunicação é o canal em que os indivíduos criam ou compartilham entre si o entendimento mútuo sobre a inovação. A mídia de massa permite que poucos indivíduos atinjam um público considerável mas as relações interpessoais são mais eficazes no convencimento da adoção da nova ideia especialmente se há vínculo pessoal entre os interlocutores.

Das várias pesquisas sobre o processo de difusão percebe-se que adoção inicialmente não é tomada com base em avaliações objetivas (científicas) e sim na avaliação subjetiva dos intelectores sobretudo os adotantes iniciais. Dada a capacidade de comunicação e relação dos interlocutores sugere-se que o cerne do processo de difusão está na imitação dos potenciais adotantes com base nos seus parceiros que o sucederam.

O tempo é um componente importante e é tratado como ponto forte no processo de difusão, embora seja ignorado no estudo de ciências comportamentais. É exposto no modelo de difusão quando o indivíduo passa pelo primeiro conhecimento relacionado a adoção ou rejeição da inovação, à relação temporal de adoção de um indivíduo comparado a outros adotantes do sistema é à taxa de inovação geralmente medida pelo número de membros do sistema que adotam a inovação num determinado espaço de tempo.

Já o sistema social, é definido por conjunto de indivíduos (pessoas, grupos, empresas) interrelacionados que buscam a resolução de problemas a fim de garantir a conquista de objetivos comuns. O contexto social é a fronteira na qual a tecnologia se difunde. Nela se tem formadores de opinião e os agentes de mudança responsáveis por gerar decisões relacionadas à inovação e suas consequências.

Estes são de forma resumida os elementos da difusão que norteiam a relação entre a inovação e a UTD no decorrer do tempo.

2.1.1 Estágio do processo de difusão

Pesquisadores admitem que não há instantaneidade nas decisões do indivíduo acerca de uma inovação. Observa-se um processo respaldado em uma série de ações no decorrer do tempo. Desse modo, os estágios do processo de difusão são assim classificados:

1. *Conhecimento*: ocorre quando a Unidade de Tomada de Decisão (UTD) é apresentada à existência da inovação verificando um entendimento inicial sobre suas funcionalidades.

2. *Persuasão*: ocorre quando a UTD elabora uma compreensão favorável ou não em relação à inovação.

3. *Decisão*: ocorre quando a UTD engaja-se em atividades que amadureçam a adoção ou rejeição da inovação.

4. *Implementação*: ocorre quando a UTD faz uso da inovação.

5. *Confirmação*: é quando a UTD reforça o parecer sobre a necessidade da utilização da inovação ou na reversão do uso se exposto a mensagens conflitantes.

A ilustração do processo e seus detalhes é apresentado na Figura 1.

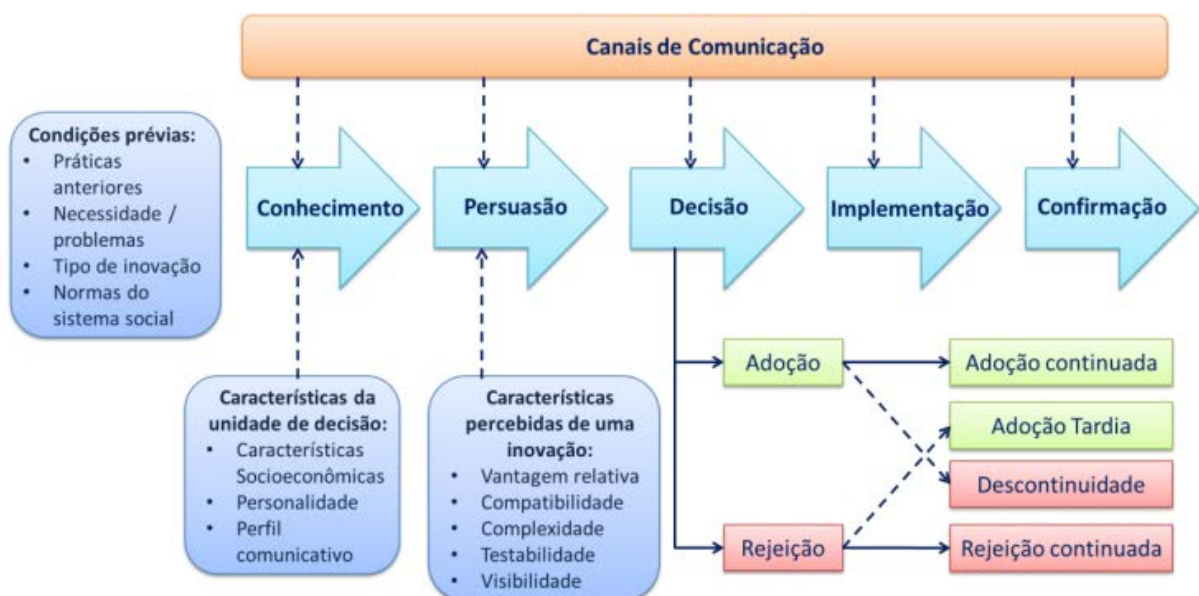


Figura 1 - Estágios do Processo de Difusão
 Fonte: Roger (2003) *apud* Konzen (2014)

A crescente influência da adoção ou rejeição da inovação sobre o indivíduo é caracterizado como o efeito da difusão, gerada por canais de comunicação de massa ou uma pressão autogerada (relações interpessoais) do sistema social no qual a UTD está inserida. O efeito da difusão está inicialmente atrelado à taxa de conhecimento a respeito da inovação, isto é, um sistema com 5% de difusão da ideia toma decisões mais conservadoras comparado a um com 45%. A taxa de adoção (referente as etapas de Decisão e Implementação) possui uma relação com a taxa de conhecimento embora seja menor e não guarde uma relação linear. Segundo Roger há poucas adoções entre 20% e 30% da taxa de conhecimento. Acima de 30%, para cada aumento percentual se tem significativos aumentos percentuais na taxa de adoção. Para que cada inovação não seja considerada um caso especial ou sofra uma simplificação demasiada se discorre na sequência sobre os 5 atributos padrões que influencia a taxa de adoção na etapa de Persuasão.

1. *Vantagem Relativa*: é o grau de inovação que é constatado comparada à tecnologia que substitui. A vantagem é evidenciada pela rentabilidade econômica, pelo status social gerado pela utilização da inovação e a satisfação. As vantagens estão relacionadas com as características da inovação e principalmente as características dos indivíduos, os quais exprimem dimensões ampliadas e/ou diferentes das vantagens inicialmente percebidas.

2. *Compatibilidade*: é o grau que a inovação é percebida como compatível com experiências passadas, valores existentes, e potenciais necessidades. Uma ideia mais compatível diminui a incerteza de adoção por potenciais adotantes. A ideia por ser compatível ou incompatível com valores e crenças socioculturais, ideias anteriormente introduzidas e necessidade de inovações dos clientes.

3. *Complexidade*: é o grau no qual a inovação é considerada de difícil manuseio e entendimento. Algumas inovações são claras no seu significado para potenciais adotantes e outras não. Este fator, conforme assimilado pelos membros do sistema social, impacta negativamente a taxa de adoção.

4. *Testabilidade*: é o grau que uma inovação pode ser testada e observada seja com recursos limitados ou não, antes da efetiva adesão. Ideias que possibilitam a testabilidade reduz a incerteza do adotante impactando positivamente na taxa de adoção.

5. *Visibilidade*: é o grau com que os resultados da inovação adotada são visíveis ao demais potenciais adotantes.

São estes atributos percebidos pelos adotantes, que de acordo com Roger impactam entre 47% a 87% à taxa global de adoção de uma inovação. Além destes atributos outras variáveis como o tipo de decisão (individual, coletiva ou por autoridade constituída), a natureza do sistema social, os esforços dos agentes de mudanças e a natureza dos canais de comunicação (de massa e relações interpessoais) geram mudanças mais fortemente pautadas num processo social do que em questões técnicas da ideia a ser desenvolvida.

Os canais de comunicação merecem especial atenção por permitirem a fluidez da troca de conhecimento sobre a inovação. Os canais de massa (televisão, rádio, internet) oportunizam o acesso ao conhecimento dando início ao processo de difusão para uma quantidade expressiva de potenciais adotantes, mas são os canais interpessoais que potencializam o efeito de persuasão necessário ao estímulo da adoção

2.1.2 Categoria de Adotantes

A adoção de uma inovação não acontece ao mesmo tempo pelos indivíduos (UTD), ao invés disso, ocorre no decorrer do tempo. Isto sugere uma similaridade de valores e comportamento dos adotantes com base no tempo que demoram para adoção da nova ideia. A classificação dos indivíduos, permite o levantamento de características específicas de cada grupo de acordo com a ideia, viabilizando a utilização de estratégias diferentes no decorrer do tempo.

Os adotantes não possuem migração entre os grupos conforme afirma Konzen (2014), são considerados membros estáticos sendo a inovação que evolui no decorrer no tempo suficiente para atender as necessidades de cada segmento.

Rogers (1962) estabeleceu cinco categorias (posteriormente utilizada como base para demais pesquisas) que permitissem uma padronização das pesquisas na área de difusão. Apesar de serem baseados em caso empíricos, servem de guia para a orientação de formulações teóricas e investigações permitindo estabelecer comparativos entre pesquisas da área. São elas:

1. Inovadores: são adotantes obstinados pela adoção de novas ideias. O círculo de relações sociais ocorre em âmbito global permitido pelos canais de comunicação. Dentre as características encontradas neste grupo temos recursos financeiros substanciais para absorver qualquer impacto financeiro negativo, capacidade de compreender e aplicar conhecimentos técnicos complexos, lidam com alto grau de incerteza sobre uma inovação no momento de sua adoção e apresenta disposição no retrocesso do uso de uma inovação caso se prove sem sucesso. Possuem um papel fundamental no contexto social pois importa a inovação de fora dos limites do sistema o qual está inserido sendo imprescindível para a manutenção do fluxo de novas ideias em um sistema social.

2. Adotantes Iniciais: são adotantes mais integrados ao sistema social local. Esta categoria mais do que qualquer outra tem o maior grau de liderança de opinião na maioria dos sistemas sociais. São formadores de opinião, considerados pessoas de sucesso pelas demais categorias (exclusive inovadores) além de serem geralmente procurados por agentes de mudança para acelerar o processo de difusão. Possuem uma posição central nos meios de comunicação e permitem diminuir a incerteza sobre uma nova ideia adotando-a e posteriormente transmitindo uma avaliação subjetiva para os demais por meio das redes interpessoais.

3. Maioria Inicial: adotantes que aderem as novas ideias antes da sua massificação no sistema social. Há uma interação constantes entre seus pares, mas raramente ocupam posição de liderança. São um elo importante da cadeia de difusão ao ligarem os adotantes iniciais a maioria tardia. Levam um tempo maior de avaliação da nova ideia comparado aos inovadores e adotantes iniciais.

4. Maioria Tardia: adotantes que aderem as novas ideias depois de bem disseminadas no sistema social. A adoção é resultado tanto de uma necessidade econômica e principalmente pelo aumento da pressão das relações interpessoais. Possuem um ar cético quanto a inovação. Por possuírem recursos escassos adotam a tecnologia após eliminar o máximo de incerteza antes da adoção.

5. Retardatários: são os últimos adotantes do sistema social a aderir a inovação. Eles não possuem quase nenhuma liderança de opinião. Dispõem de uma perspectiva mais local e utilizam o passado como referência. Quando realmente adotam uma inovação talvez já tenha sido substituída por outra mais

recente. Esta visão dos retardatários possui certa racionalidade por conterem recursos limitados obrigando-os a serem cautelosos com a inovação.

Estas categorias não foram escolhidas ao acaso, uma vasta pesquisa literária se acumulou sobre as características dos adotantes permitindo generalizações. Por exemplo no contexto social, adotantes iniciais não diferem em idade da maioria inicial, entretanto possui mais anos de educação formal. O adotante inicial tem status social mais elevado indicado por variáveis como renda, nível de vida, posse de riqueza, prestígio ocupacional e mobilidade social.

Portanto a categorização dos adotantes de um sistema social tem por objetivo fornecer as características gerais de cada adotante no decorrer do tempo facilitando a criação de estratégias pelas agências de difusão. Os grupos são classificados dentro de uma curva de distribuição normal (curva gaussiana) como visto na Figura 2. Isto significa que dentro do universo e/ou amostra utilizada, 2,5% são considerados inovadores, 13,5% são considerados adotantes iniciais e assim por diante. São valores médios de distribuição e podem apresentar variações de acordo com a inovação estudada.

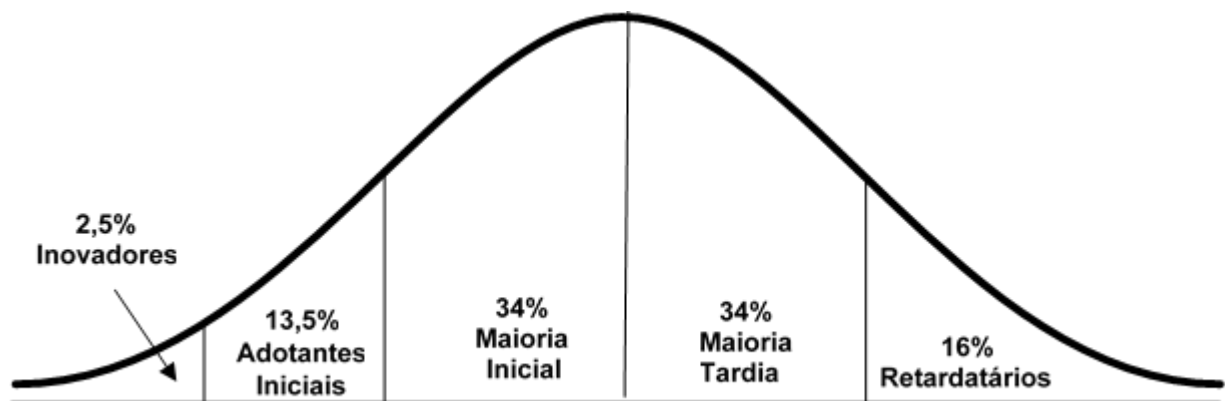


Figura 2 - Distribuição Normal dos adotantes de um sistema social.
Fonte: Rogers (2003)

A Figura 2 relaciona a porcentagem dos adotantes com base na frequência, umas das formas de relacionar com o tempo é apresentado pela curva S.

2.1.3 Curva S de distribuição

A variável tempo proporcionou aos pesquisadores a classificação das categorias de adoção e traçar curvas de difusão. Estudos passados permitiram gerar a curva normal em formato de sino plotada ao longo do tempo em uma base de frequência. Quando o primeiro adotante dissemina a inovação para dois outros pares do sistema social e cada um destes faz o mesmo, se obtém uma expansão binomial. Assim ao plotar o número cumulativo de adotantes o resultado é uma curva em forma de s conforme visto na Figura 3.

A curva de sino (Figura 2) é plotada com base na frequência e a curva s (Figura 3) está em uma base acumulativa. São os mesmos dados apresentados em bases diferentes.

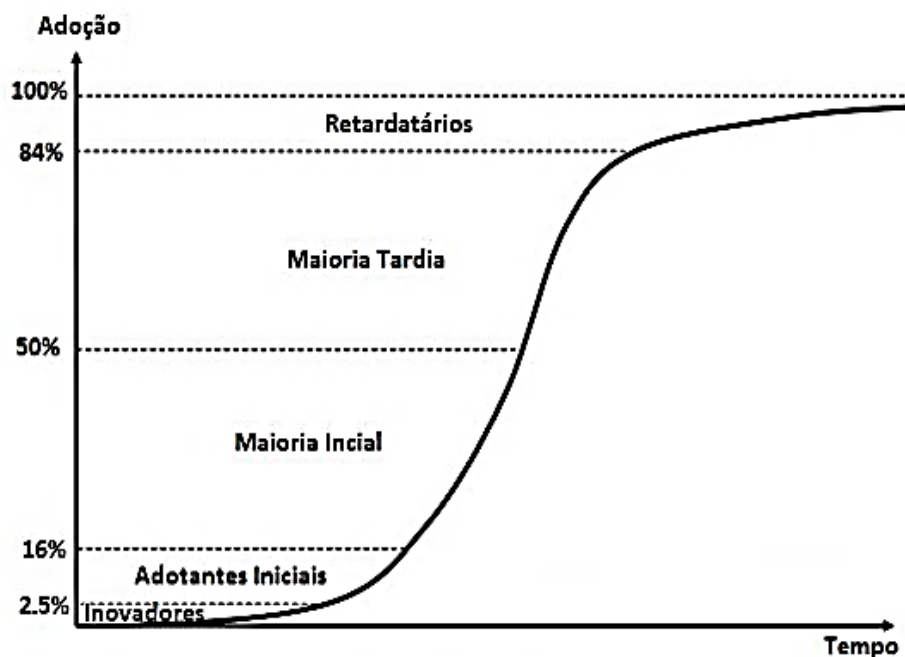


Figura 3 - Curva S natural de um processo de difusão bem-sucedido.
Fonte: Konzen (2014)

A curva s quando inicia encontra-se na categoria dos inovadores, aumentando lentamente. Estes são responsáveis pela inserção da inovação no contexto social e estão preparados para lidar com os impactos positivos e negativos da adoção. Com a disseminação dos impactos positivos visíveis, é a vez dos adotantes iniciais fazerem uso da inovação e acelerarem o processo de difusão por serem formadores de opinião, fazendo uso dos canais de comunicação seja ele de

massa ou interpessoal. Quando a curva ultrapassa o intervalo de 10% a 20% a disseminação é acelerada até um máximo, sendo considerado o “coração” do processo de difusão, momento este que engloba as categorias maioria inicial e logo em seguida a maioria tardia. A taxa de adoção apresenta-se gradualmente mais lenta na fase final representando os retardatários do sistema.

A curva S (Figura 3) é um exemplo generalizado de um processo de difusão bem-sucedido. Na prática as características de cada inovação interagem com o sistema e apresenta uma curva S com inclinação resultante deste processo, conforme ilustra a Figura 4. Isto ocorre devido os membros de um sistema social não terem acesso completamente livre para interagir uns com os outros, barreiras de status, localização geográfica e outras variáveis intrínseca a cada sistema que afetam os padrões de difusão.

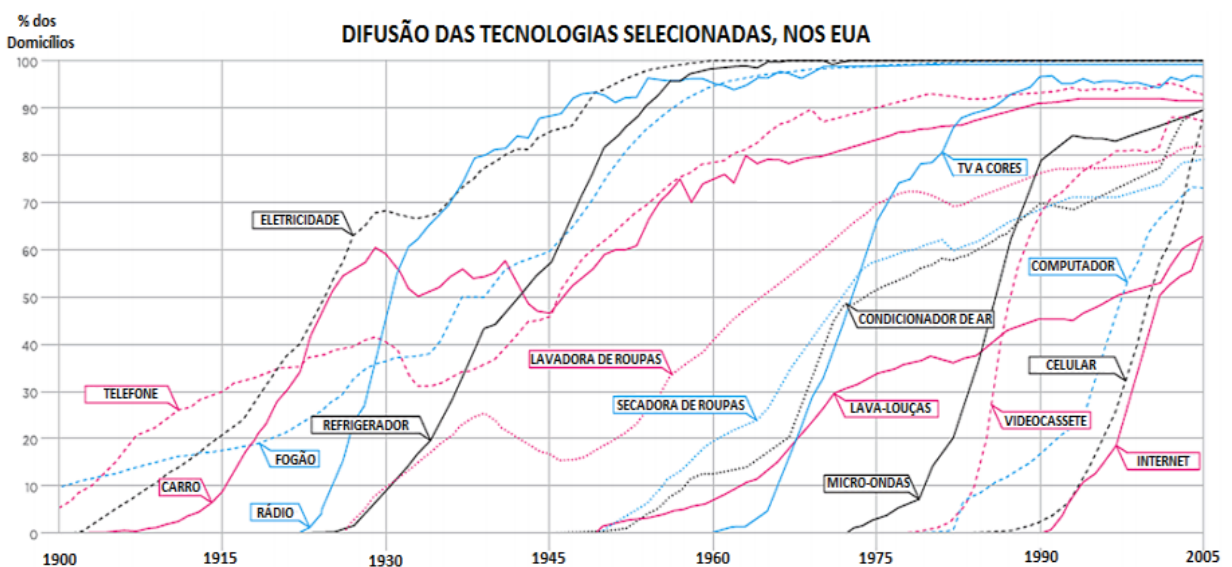


Figura 4 - Curva de difusão real de tecnologias nos EUA.
Fonte: Konzen (2014)

2.2 MODELOS DE DIFUSÃO APLICADOS EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A teoria disposta na seção anterior restringe-se a demonstrar os comportamentos das UTDs frente à inserção de uma tecnologia. A modelagem matemática, com base no comportamento, visando prever a expansão do número de adotantes é incipiente. Entre as diferentes abordagens apresentadas, pode-se dividir

em três principais grupos: de paridade tarifária, baseado em agentes e baseado no modelo de Bass (KONZEN, 2014).

Serão discutidos os modelos de paridade tarifária e o modelo de Bass.

2.2.1 Modelos de Paridade Tarifária

O conceito de paridade tarifária é aplicado a diversas tecnologias e mercado. No mercado fotovoltaico este conceito é entendido quando a produção da energia pela planta fotovoltaica torna-se custo-efetiva, ou seja, quando o custo desta geração passa a ser inferior ao ofertado pela concessionária. Entre abordagens mais utilizadas destacamos o Custo Nivelado de Energia ou *Levelized Cost of Energy* (LCOE) e Metodologia Clássica de Análise de Investimentos (MCAI) ou abordagens decorrentes desta.

O LCOE é bem disseminado em relatórios nacionais e internacionais para avaliação de plantas de energia (IRENA, 2017; WEC, 2016; NAKABAYASHI, 2015). Permite avaliar diferentes negócios (plantas, tecnologias) com diferentes escalas de operação, investimentos e tempo de operação. O LCOE equivale ao preço médio a ser pago ao fornecedor pelos consumidores de energia elétrica para que haja recuperação do investimento a uma taxa mínima de lucratividade pré-definida. Em outras palavras é o custo médio atribuído a cada unidade gerada de energia por uma planta ou sistema durante o período de análise quando este iguala-se ao custo total do ciclo de vida do projeto descontado o ano base (JÚNIOR, 2010).

O cálculo generalista do LCOE, conforme apresentado por Nakabayashi (2015), pode ser definido como em (1):

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t / (1+r)^t}{E_t / (1+r)^t} \quad (1)$$

em que C_t representa os custos no período t , E_t a energia gerada no período t e r a taxa de desconto.

A MCAI possui uma literatura vasta e é aplicada em inúmeros trabalhos científicos relacionados à energia ou não. Esta metodologia considera o valor do dinheiro ao longo do tempo e utiliza como indicadores de análise do Projeto de

Investimento (PI) o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*.

O VPL proporciona uma medida útil, devido a sua facilidade de cálculo da variação esperada do capital gerado ao final do PI, dado um fluxo de caixa e uma taxa de desconto estabelecida. É empregado como índice de retorno e geralmente utiliza uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, uma taxa livre de risco ou quase livre de risco aplicado em operações financeiras de baixo risco (SOUZA; CLEMENTE, 2008). A equação (2) define o VPL:

$$VPL = -FC_0 + \sum \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} > 0 \quad \forall j = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

em que FC_0 é o investimento inicial, FC_j é o fluxo de caixa no período j .

A TIR por sua vez deriva do modelo do fluxo de caixa descontado. É definida como a taxa de desconto que iguala o Valor Presente (VP) de uma série de fluxo de caixas igual a zero (HARZER, *et al.*, 2014). Sua equação é

$$VP = \sum \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} = Zero. \quad (3)$$

Segundo Souza e Clemente (2008) pode ser utilizada para avaliar dimensão de retorno e risco. Na dimensão de retorno é interpretada como o limite superior para a rentabilidade de um PI quando não se possui o valor da TMA. Quando há o valor da TMA, emprega-se a TIR como indicador de risco sendo que quanto maior a TIR comparado com a TMA maior é o ganho investindo no PI ao invés da TMA.

O *payback* expressa o período de tempo necessário para que os benefícios do fluxo de caixa se equiparem ao investimento inicial realizado. As formas de utilizá-lo são *payback* simples e *payback* descontado. O *payback* simples é tradicionalmente utilizado devido a sua simplicidade de cálculo embora não considere o valor do dinheiro ao longo do tempo (premissa fundamental da engenharia econômica), assim distorce o resultado obtido apresentado um tempo menor ou igual ao qual o PI estará sujeito. O *payback* descontado (amplamente utilizado atualmente) por sua vez considera o fluxo de caixa descontado, ou seja, o valor do dinheiro no tempo e ao utilizar a TMA como taxa, reflete a realidade o qual o PI está inserido (LIMA, *et al.*, 2013).

Entre as formas mais recentes de avaliar a viabilidade econômica de um PI se tem a Metodologia Multi-Índice Ampliada (MMIA) (SOUZA; CLEMENTE, 2008; LIMA, *et al.*, 2013; LIMA, *et al.*, 2015; SOUTHER, *et al.*, 2016; FERRO; LIMA; SETTI, 2016; LIMA; SOUTHER, 2017). A conceituação teórica dos indicadores assim como o tratamento matemático está disponível em diversas referências bibliográficas, a parte da Metodologia Multi-Índice (MMI) em Souza e Clemente (2008), Casarotto e Kopittke (2008) e Rasoto *et al.* (2012) e a parte Ampliada (A) em Lima *et al.* (2013), Lima *et al.* (2015) e Lima e Southier (2017). Será apresentado na Tabela 1, de forma direta, as equações que compõe a MMIA e posteriormente serão explicadas ao aplicá-las no estudo de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede para um consumidor residencial.

Tabela 1 - Indicadores da Metodologia Multi-Índice Ampliada

Dimensão	Indicador	
RETORNO	$VP = \sum \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} \quad \forall j = 1, 2, \dots, n \quad (4)$	
	$VPL = -FC_0 + \sum \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} > 0 \quad \forall j = 1, 2, \dots, n \quad (5)$	
	$VPLA = \frac{VPL.TMA.(1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1} \quad (6)$	
	$IBC_1 = \frac{VPL + FC_0 }{ FC_0 } \quad (7)$	
	$ROIA(\%) = \sqrt[n]{IBC} - 1 \quad (8)$	
	$\text{índice ROIA / TMA}(\%) = \frac{ROIA}{TMA} \quad (9)$	
	$ROI(\%) = (1+TMA).(1+ROIA) - 1 \quad (10)$	
	$\text{payback} = \min\{j\}, \text{ tal que: } \left\{ \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} \geq FC_0 \text{ e } \{FCDA_m > 0 \text{ para } n < m < M\} \right\} \quad (11)$	
	RISCO	$\sum \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} - FC_0 = 0 \quad (12)$
		$\text{índice payback / N}(\%) = \frac{\text{payback}}{N} \quad (13)$
$\text{índice TMA / TIR}(\%) = \frac{TMA}{TIR} \quad (14)$		
LIMITES DE ELASTICIDADE	$\Delta\%TMA = \frac{TIR}{TMA} - 1 \quad (15)$	
	$\Delta\%FC_0 = IBC_1 - 1 \quad (16)$	

$$\Delta\%FC_j = 1 - \frac{1}{IBC_1} \quad (17)$$

$$\Delta\%FC_j \cap FC_0 = \frac{IBC_1 - 1}{IBC_1 + 1} \quad (18)$$

$$\Delta\%TMA \cap FC_j = \frac{(IBC_1 - 1) \cdot (TIR - TMA)}{TIR \cdot IBC_1 - TMA} \quad (19)$$

$$\Delta\%TMA \cap FC_j \cap FC_0 = \frac{(IBC_1 - 1)^2 \cdot (TIR - TMA)}{TIR \cdot IBC_1^2 - TMA} \quad (20)$$

Fonte: Adaptado de Lima e Southier (2017)

Ao se fazer uso dos indicadores apresentados na Tabela 1 tem por finalidade atender os critérios apresentados na Tabela 2 para o aceite do PI do contrário temos a rejeição do mesmo.

Tabela 2 - Critérios de decisão dos indicadores da Metodologia Multi-Índice Ampliada

Dimensão	Critério de decisão para Aceite do PI
RETORNO	$VP > FC_0 $
	$VPL \geq 0$
	$VPLA \geq 0$
	$IBC_1 > 1$
	$ROIA(\%) > 0$
	$\text{índice } ROIA / TMA(\%) > 0$
	$ROI(\%) > TMA$
RISCO	$payback \leq N$
	$TIR > TMA$
	$\text{índice } payback / N(\%) \leq 100\%$
	$\text{índice } TMA / TIR(\%) \leq 100\%$
LIMITES DE ELASTICIDADE	$\Delta\%TMA = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$
	$\Delta\%FC_0 = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$
	$\Delta\%FC_j = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$
	$\Delta\%FC_j \cap FC_0 = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$
	$\Delta\%TMA \cap FC_j = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$
	$\Delta\%TMA \cap FC_j \cap FC_0 = \text{quanto} > \text{a tolerância melhor}$

Fonte: Adaptado de Lima e Southier (2017)

A MCAI é facilmente aplicável na análise de um PI, entretanto a Metodologia Multi-Índice (MMI) merece a nossa atenção, pois difere da MCAI nos seguintes pontos: possibilita uma melhor estratificação do custo entre fixo e variável na formação do fluxo de caixa, o risco é analisado por um conjunto de indicadores eliminando a subjetividade que o *spread* incorpora proporcionando um valor presente dos fluxos de benefícios mais condizente com as diferentes alternativas de investimento, a divisão dos riscos em classes (de não recuperar o capital, operacional, gestão, negócios) clarificando a compreensão dos diferentes fatores que afetam o negócio, a decisão de investir se baseia na avaliação indicadores retorno, risco e limites de elasticidade além dos indicadores usuais como Valor Presente (VP), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* dentre outras diferenças (HARZER, *et al.*, 2014).

2.2.2 Modelo de Bass

Diversos modelos de difusão foram desenvolvidos, mas o modelo de Bass publicado em 1969 é o mais conhecido, pesquisado e utilizado para difusão de inovações. O modelo de Bass, criado por Frank Bass baseou-se na Teoria da Difusão, apresentado por Rogers (1962) para modelar o momento de adoção que leva a esse padrão de crescimento da curva em forma de S. Conforme dito anteriormente, o processo de difusão é formado por quatro elementos-chave: inovação, canais de comunicação, tempo e sistema social. O modelo de Bass é alicerçado na teoria das comunicações pois é por meio dos canais de comunicação que as informações sobre a inovação são transmitidas para ou dentro do sistema social. Assim sendo o modelo descreve o ciclo de vida de uma inovação em suas fases (lançamento, crescimento, maturidade e declínio) buscando prever o crescimento ao longo do tempo de um novo produto para um conjunto de potenciais adotantes (mercado potencial) (PASCHALIA, 2012).

O modelo Bass possui a seguinte formulação:

$$\frac{f(t)}{1-F(t)} = p + \frac{q}{m} N(t) \quad (21)$$

em que:

$f(t)$ é a probabilidade de adoção no tempo t ;

$F(t)$ é a distribuição acumulada;

p é o coeficiente de inovação (ou coeficiente de influência externa);

q é o coeficiente de imitação (ou coeficiente de influência interna);

m é o número total de adotantes no segmento alvo adotado, todos os quais eventualmente adotarão o produto dado o tempo suficiente de difusão;

$N(t)$ é o número acumulado de adotantes;

E por fim,

$$N(t) = mF(t) \quad (22)$$

O lado direito da eq. (21) sugere que a probabilidade de um potencial adotante do segmento alvo adotar em um tempo t é a soma de duas componentes. A primeira componente (p) refere-se a propensão constante a adotar a tecnologia independente de quantos outros clientes já o fizeram antes do tempo t . A segunda componente (q) é proporcional ao número de potenciais adotantes que já adotaram a inovação até o tempo t e representa a extensão dos intercâmbios de comunicação favoráveis a adoção, devido as relações interpessoais entre inovadores e imitadores (LILIEN; RANGASWAMY; BRUYN, 2007).

As manipulações algébricas inerentes ao modelo fornecem as seguintes informações conforme apresentam Mahajan, Muller e Bass (1993) *apud* Paschalia (2012):

Número acumulativo de adotantes:

$$N(t) = m \overbrace{\left[\frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \right]}^{F(t)}. \quad (23)$$

Número não acumulativo de adotantes:

$$n(t) = m \overbrace{\left[\frac{p(p+q)^2 e^{-(p+q)t}}{(p + qe^{-(p+q)t})^2} \right]}^{f(t)}. \quad (24)$$

Tempo de pico da adoção:

$$T^* = -\frac{1}{p+q} \ln\left(\frac{p}{q}\right). \quad (25)$$

Número de adotantes no tempo de pico:

$$n(T^*) = \frac{1}{4q} (p+q)^2. \quad (26)$$

O modelo de Bass assume que a probabilidade de um consumidor adquirir um novo produto depende de dois fatores, a tendência intrínseca de adotar novos produtos (p) e o contágio social (q) como é possível averiguar nas Equações (23), (24), (25) e (26) Quando o valor inicial do parâmetro p é maior do que q então o número de adotantes acumulado ($N(t)$) segue uma curva em forma de s (curva sigmoide) com declividade acentuada sendo comum para produtos inovadores reais. Contudo, quando o valor de p é menor que q o número de adotantes acumulado ($N(t)$) forma uma curva em forma de s com declividade suavizada o que é comum em produtos menos inovadores. Estes fatores estão relacionados a velocidade de difusão no novo produto no mercado. Valores elevados de p indicam que a difusão do novo produto se desenvolve rapidamente no início do processo, mas diminui rapidamente. Para valores baixos de p indicam que a difusão é lenta no início, mas acelera no decorrer do processo de difusão (PASCHALIA, 2012).

Pela análise da Equação 33 constata-se que o modelo não fornece o número total de adotantes do segmento alvo adotado (m), ou seja, trata-se de uma variável extrínseca ao modelo. O modelo estima a velocidade de adoção independentemente do número total de adotantes potenciais e efetivos. Assim são necessárias outras ferramentas para estimar o dimensionamento do mercado nicho (BONADIA; OGUSHI; AVILA, 2007).

No estudo realizado por Beck (2009) foi utilizado o modelo de Bass com intuito de prever a difusão de sistemas fotovoltaicos no estado do Arizona, EUA. A estimação dos parâmetros do modelo se baseou na comparação com outros mercados fotovoltaicos que apresentassem semelhança com este. Na estimação do número total de adotantes ao final do processo de difusão (m), Beck (2009) faz uso de alguma característica do produto (e.g. *payback*), propiciando um valor mutável a variável m de acordo com as nuances do mercado. A *National Renewable Energy*

Laboratory (NREL – em português, Laboratório Nacional de Energia Renovável), na elaboração do modelo americano (*Solar Deployment System – SolarDS*), da mesma forma Beck (2009), utilizaram o *payback* para a estimação do mercado potencial (m) (NREL, 2009).

Assim como a variável m , Meade e Islam (2006) demonstram, por intermédio da revisão sobre os estudos da Teoria da Difusão, que a taxa de adoção (representado pelas variáveis p e q) em diversos estudos não ocorre em um ambiente imutável, com isso houve diversas tentativas de incluir variáveis ambientes dentro do modelo de Bass (e.g. PIB, preço do produto; variáveis de publicidade e renda) seja por meio de dados históricos ou julgamento do previsor para calibração do modelo. A regressão linear e não linear estão entre os métodos mais simples para estimação dos parâmetros p e q de acordo com Lilien; Rangaswamy e Bruyn, (2007). Ao aplicar uma modelagem discreta é possível com pelo menos quatro observações usar a regressão não linear para estimar os parâmetros m , p e q para minimizar a soma dos erros quadráticos, sendo uma vantagem desta metodologia a necessidade de apenas o número acumulado de produtos de acordo com os períodos de estimação.

A vantagem mais visível do modelo de Bass é a simplicidade estrutural da formulação matemática (Equação 21) além de requerer menor entrada de dados históricos. Dentre suas limitações se encontra: as incertezas quanto à parametrização das variáveis m , p e q , o modelo assume que ao processo de difusão ocorrerá com sucesso, ou seja, a tecnologia irá se difundir por todo o mercado (KONZEN, 2014). Apesar das limitações, o modelo de Bass é uma forma generalizada robusta de estudar a difusão de bens duráveis e permite a inserção de pressupostos e tratamento matemático mais sofisticados para acurácia do modelo conforme visto em Meade e Islam (2006).

2.3 AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é atualmente estruturado nos setores de geração, transmissão e comercialização sendo administrado e operado por agentes distintos. No setor de comercialização encontramos as distribuidoras que são o elo entre o SEP e o consumidor final. Assim como os

demais agentes, as distribuidoras são remuneradas pelo fornecimento de energia por meio das tarifas de energia. As tarifas têm por responsabilidade a remuneração adequada viabilizando que a estrutura (SEP) forneça um serviço com qualidade, modicidade tarifária e crie incentivos para eficiência (ANEEL, 2017b).

2.3.1 Breve histórico

A atual formulação tarifária nem sempre foi assim, LMDM (2012a) apresentou o contexto histórico da tarifa, sendo ela:

- [Até 1934] possuía-se contratos bilaterais entre empreendedores do setor e os municípios referente ao aproveitamento do potencial hidráulico. Os contratos eram regidos pelo Código das Águas e a atuação da União limitava-se a outorga de potencias hidráulicos dos rios federais.
- [1938-1970] a União por intermédio de decretos – lei passa a centralizar a outorga de todas as atividades do setor elétrico. Até meados de 1960 cria empresas federais (Chesf, Eletrobrás) e estaduais (Copel, Cemig, Cesp, CEEE) do setor. Eram empresas verticalizadas, ou seja, eram responsáveis pela geração, transmissão e distribuição. O regime de tarifário era baseado no modelo Preço pelo custo, ou no inglês, *Cost Plus*⁷. Na década de 1970 foi garantida de 10 a 12% de remuneração e instituídos a equalização tarifária.
- [Década 1990] ocorreu uma grande reforma setorial em que o estado realizou privatização de empreendimentos, equacionou déficit fiscal, restaurou fluxo de investimentos e aumentar a eficiência das empresas de energia. Setores como a geração e a comercialização foram abertos para livre concorrência e manteve-se as tarifas reguladas de transmissão e distribuição por serem

⁷“Este modelo é utilizado em países como os EUA, Canadá e Japão, onde as agências reguladoras fixam a taxa de retorno que as empresas reguladas podem ganhar sobre os seus ativos. Assim, determina-se a tarifa que pode ser cobrada pela Concessionária de forma a obter uma taxa de retorno pré-definida, além de seus custos que são integralmente reconhecidos na tarifa.” (LMDM, 2012b)

considerados monopólios naturais. A tarifação passou a se basear no modelo do serviço pelo Preço, no inglês *Price-Cap*⁸, com reajustes e revisões tarifárias regulares visando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Em 1997 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia a qual possuía as ferramentas para regulamentar de forma independente o Setor Elétricos Brasileiro.

Atualmente as atividades governamentais são exercidas por órgãos como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). As atividades regulatórias e fiscalização são exercidas pelas ANEEL. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) respectivamente, sendo estas, empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos. As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor, geradores transmissores, distribuidores e comercializadores (ABRADEE, 2017b).

2.3.2 Nível Tarifário

Diferente do que sugere o senso popular, a tarifa de energia elétrica não destina sua maior parte a distribuidora. A maior parte da tarifa é repassado aos agentes (geradoras e transmissoras) a montante da cadeia produtiva e para os governos (federal, estadual e municipal) em forma de encargos e tributos. A parcela destinada a distribuidora é menor que um terço do montante arrecadado principalmente quando considerado os tributos, de acordo com o apresentado na Figura 5. Em concordância com a Figura 5, de cada R\$ 100 pagos a distribuidora, R\$ 7,60 são direcionados a encargos e R\$ 33,67 são impostos. A geração e

⁸ “Este termo é utilizado para definir um conjunto amplo de atividades relativas à Regulação Tarifária. [...]. Já no Terceiro Ciclo, o Modelo de Benchmarking foi adotado, utilizando dados de todas as Concessionárias que, quando proporcionalizados por determinados parâmetros (como quantidade de unidades consumidoras, tamanho de mercado, quilômetros de redes, etc), calcula um nível “médio” de Custos Operacionais para cada Concessionária do modelo (diferente do valor original que serviu de entrada no modelo: maior, quando a empresa é mais eficiente que a média; e menor, quando ela é menos eficiente que a média).” (LMDM, 2012b)

transmissão recebem R\$ 30,00 e R\$ 7,40 respectivamente e a distribuição reserva-se somente R\$ 21,34.

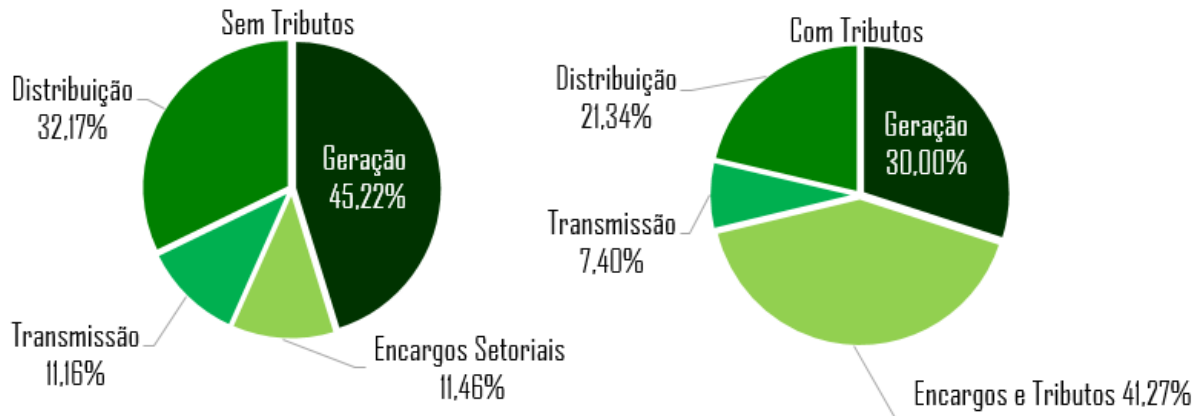


Figura 5 - Estrutura tarifária média de 10 concessionárias no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária (2007-2010)

Fonte: Adaptado de LMDM (2012a)

Diante o exposto, os custos de geração transmissão, encargos são nomeados de Parcela A. A parcela da distribuição é chamada de Parcela B. Isto demonstra o limitado campo de atuação da ANEEL na atuação da política tarifária nos eventos de RTP para garantir uma situação econômico-financeira favorável da distribuidora.

Uma forma simples de exemplificar o impacto da tarifa para concessionária é: com uma redução de 5% no valor da tarifa de energia, haveria uma redução de 1,067% da tarifa destinada a concessionária comparado a uma redução de 2,064% nos encargos e tributos.

As parcelas A e B são responsáveis por compor o nível tarifário da distribuidora e demais agentes. Por nível tarifário entende-se quanto se precisa (receita requerida) para que os agentes da cadeia forneçam o produto (energia elétrica) de forma viável financeiramente (FARIA, 2012). A composição da parcela A e B é apresentado em seguida.

2.3.2.1 Parcela A

Ressalta-se novamente que a maior parte da tarifa, destina-se aos agentes a montante da distribuição: geração, transmissão, encargos. Nomeada de Parcela A, trata-se de custos “não gerenciáveis” pela distribuidora, sendo repassada

de forma integral ao consumidor. Uma vez firmado os valores da Parcela A e B, os tributos incidem sobre este montante.

A ANEEL dispõe de pouca influência sobre esta parcela, pois a tarifa destinada a geração e transmissão é determinada por contratos de suprimento de longo prazo realizado governo federal mediante a legislação específica ou contratos concorrenciais realizados por intermédio de licitações públicas. Os encargos (parte integrante da Parcela A) e os tributos (incidentes no montante total da Parcela A e B) são definidos pelos governos federal, estadual, municipal e pelo Congresso por meio de leis e decretos (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2011a).

A estratificação da Parcela A é apresentado na Figura 6. Um maior detalhamento sobre os conceitos e a metodologia de cálculo da compra de energia, custo de transporte e encargos, ver os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) nos submódulos 3.2, 3.3 e 3.4, respectivamente.

2.3.2.2 Parcela B

A parte da tarifa que a ANEEL regula diretamente é denominada de Parcela B. Estes custos estão sobre o controle da distribuidora também chamado de custo “gerenciáveis” A Figura 6 demonstra a estratificação da Parcela B, formado pelos custos operacionais, depreciação e remuneração dos investimentos e perdas irre recuperáveis.

Os Custos Operacionais (CO), correspondem aos custos com pessoal, materiais, serviços terceirizados, aluguéis, tributos, outros custos operacionais e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL procurando assegurar uma prestação de serviço adequada, de acordo com as condições prevista no contrato de concessão, realiza o cálculo dos custos operacionais e busca definir o nível eficiente de custos de forma a garantir que os ativos mantenham sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil (ANEEL, 2015d).

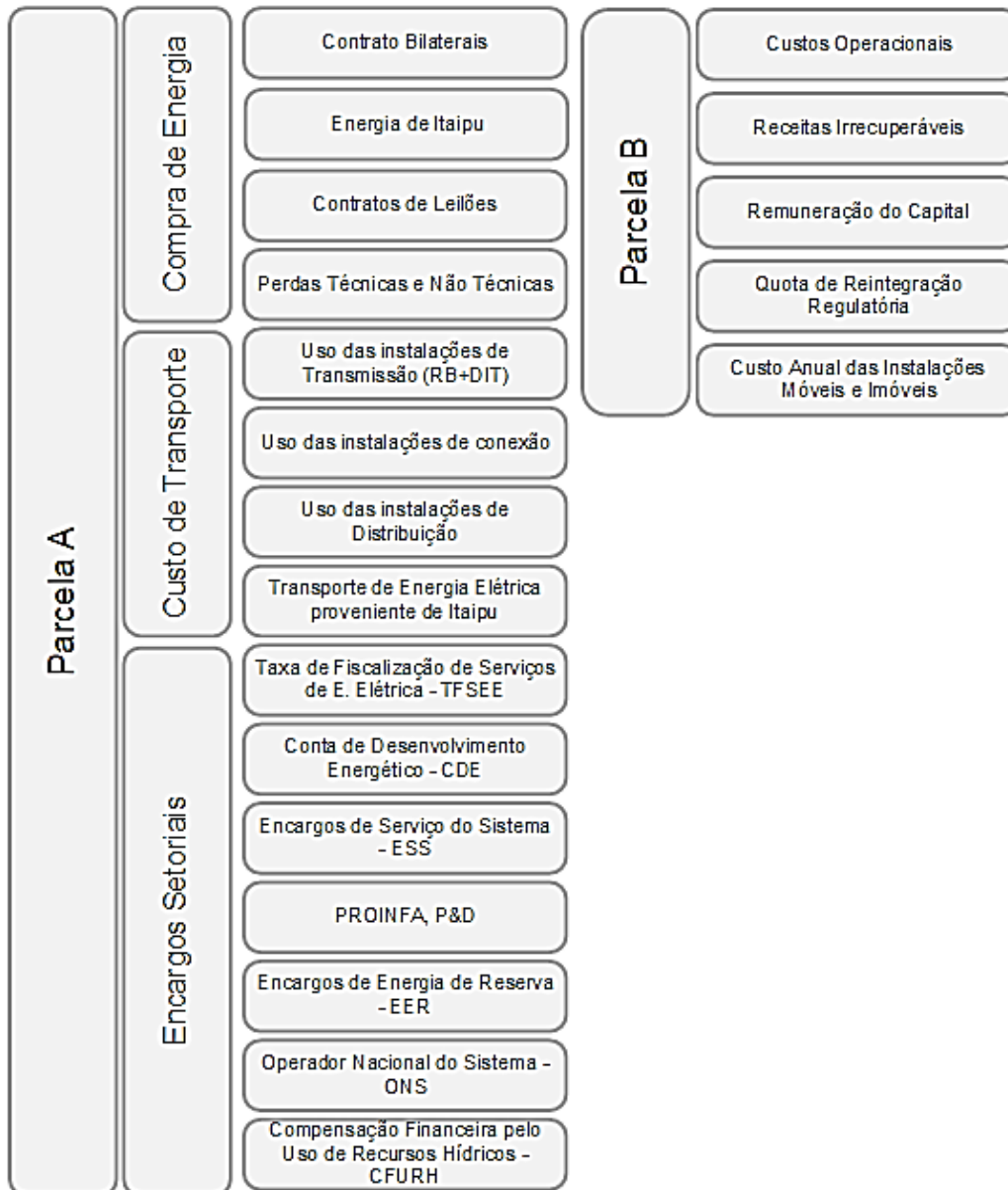


Figura 6 - Composição da Parcela A e B da tarifa de energia elétrica
 Fonte: Adaptado de Faria (2012) e ANEEL (2015c)

O nível eficiente dos custos é obtido por um processo de *benchmarking*⁹ entre as concessionárias dada seus atributos e condições de mercado, estabelecendo assim um intervalo de custos operacionais eficientes ao longo do ciclo tarifário.

Quando os custos se encontram fora do intervalo definido, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é

⁹ "Processo de avaliação empresarial que consiste na análise dos métodos, procedimentos e desempenho dos concorrentes, de modo a incorporar aqueles que são julgados operacionalmente eficientes, buscando atualização e aperfeiçoamento em função de adequar-se à disputa do mercado." (DICIONARIO MICHAELLIS, 2017)

considerada para fins de cálculo do componente T¹⁰ do Fator X. Caso os custos reconhecidos no valor da tarifa, estejam acima do limite superior dos custos eficientes, a componente T é calculada de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B. Caso esteja abaixo do limite inferior dos custos eficientes, a componente T imprime uma trajetória de aumento da Parcela B durante o ciclo. Por fim, caso permaneça dentro do intervalo dos custos eficientes, não sofre alteração por estar devidamente ajustado (ANEEL, 2016c).

Receitas irrecuperáveis trata-se da parcela da receita total faturada pela concessionária com diminuta probabilidade de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Esta parcela da receita, considerada desde o primeiro ciclo tarifário pela ANEEL, representa uma perda financeira esperada e é ponderada na composição da tarifa dos consumidores (ANEEL, 2017c). É composto pela parcela relativa aos encargos setoriais e aos demais itens da receita. Os níveis de receitas irrecuperáveis são reconhecidos desde que não supere o limite superior estabelecido por concessionária.

A Remuneração do Capital (RC) é definida pela Base de Remuneração Regulatória (BRR). A BRR remunera os ativos (e.g. terrenos, reservatórios, barragens, edificações, máquinas e equipamentos, intangíveis, almoxarifado de operação e obrigações especiais, outros) com base no custo capital da concessionária. O custo capital é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração da empresa e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. O custo capital pode ser representado pela taxa de juros utilizado para valorar o dinheiro no decorrer do tempo. A composição do custo de capital é chamada de estrutura capital e refere-se as fontes de recursos a disposição do investidor em um investimento específico, sendo estas provenientes de capital próprio ou de terceiros. A ANEEL calcula o Custo Médio Ponderado de Capital, no inglês *Weight Average Cost of Capital* (WACC), onde pondera a participação do capital próprio e de terceiros na distribuidora (ANEEL, 2015e; ANEEL, 2015f).

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) é o efeito da depreciação contabilizado, objetivando repor o capital investido garantindo a remuneração dos

¹⁰ "O componente "T" tem por objetivo amortizar o impacto do reposicionamento tarifário considerando uma trajetória de eficiência para os custos operacionais. Seu cálculo está descrito no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais." (ANEEL, 2010b)

investimentos. Depende fundamentalmente da BRR. A taxa média de depreciação das instalações é definida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (ANEEL, 2015e; ANEEL, 2016c).

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), igualmente chamado de anuidades, se refere aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos e em toda a infraestrutura de uso administrativo (ANEEL, 2016c).

Após entender como a tarifa de energia é segmentada (as partes onde são alocadas a receita requerida), analisemos como é organizada a obtenção da receita requerida necessária.

2.3.2.3 Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária é a forma proposta para o pagamento do consumo da energia elétrica aos diversos tipos de consumidores. A tarifa de energia pode ser entendida como um rateio dos custos incorridos pela concessionária para transportar energia até o consumidor final. Uma estrutura tarifária ótima responsabiliza cada consumidor pelo real custo que este oferece ao SEP (FARIA, 2012).

A estrutura tarifária é composta por duas tarifas sendo elas: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). De acordo com as especificações dos subgrupos, classe e subclasses tarifárias, ou consumidor poderá pagar somente uma, ou as duas tarifas. A TUSD é o valor monetário, determinada pela ANEEL em R\$/MWh ou R\$/kW, empregue para efetuar o faturamento mensal dos consumidores que fazem uso do sistema de distribuição. A TE é o valor monetário, dado em R\$/MWh que tem por objetivo efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia elétrica conforme os tipos de contratos estabelecidos entre concessionária e o mercado (ANEEL, 2017d).

A Figura 7 apresenta as componentes tarifárias formadas pelas funções de custo como transporte, perdas, encargos e energia comprada para revenda. Destaca-se que o subitem Fio B integrante do item Transporte da TUSD é a Parcela B, e o demais itens são formadores da Parcela A.

A ANEEL (2017d) diz:

A partir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal – postos tarifários – e por faixa de tensão – grupos/subgrupos tarifários. Cada item disposto na Figura 7 (ver Figura 7) é explicado com maiores detalhes no Submódulo 7.1 do PRORET.

Os processos de Revisão Tarifária Periódica e o Reajuste Tarifário Anual, são os dois processos responsáveis pelo realinhamento da tarifa de energia elétrica. O entendimento da formação do nível e estrutura tarifária facilita a assimilação de como ocorre a aquisição da receita requerida nestes processos, o quais serão descritos.

2.3.3 Processos de Reposicionamento Tarifário

Em concordância com o exposto anteriormente, a tarifa de energia elétrica é o preço pago aos consumidores finais como contrapartida a utilização da energia elétrica, e é regulado pela ANEEL. A tarifa é reajustada por dois processos distintos: Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP). O RTA ocorre anualmente e proporciona o reajuste de acordo com a inflação e por ganhos de produtividade. A RTP por sua vez possui uma frequência de três a cinco anos conforme acordado entre as partes (União e agentes) pelos contratos de concessão, promovendo um realinhamento geral dos custos de operação, manutenção na base de ativos e remuneração do capital (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2011a).

2.3.3.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Subseção baseado em ANEEL (2016c), ANEEL (2016d).

De acordo com os novos padrões de produtividade requeridos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos, a Revisão Tarifária Periódica gera o reposicionamento das tarifas. É durante a RTP que ocorre a definição das regras de aplicação do Fator X nos Reajustes Tarifários Anual. O Fator X tem por objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade

obtidos pela concessionária além dos resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pelas ANEEL nos processos tarifários.

O Reposicionamento Tarifário Médio (RT, em %) é resultante da razão entre a Receita Requerida (RR, em R\$) e a Receita Verificada (RV, em R\$) ambas calculadas tendo como referência o mercado dos últimos 12 meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão da tarifa. A RR exprime os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos para a prestação dos serviços de distribuição, incluso consequentemente a atualização de custos relacionadas a geração, transmissão e encargos setoriais. A RV por sua vez corresponde a receita auferida caso não fossem realizadas alterações nas tarifas vigentes praticadas até o momento da revisão.

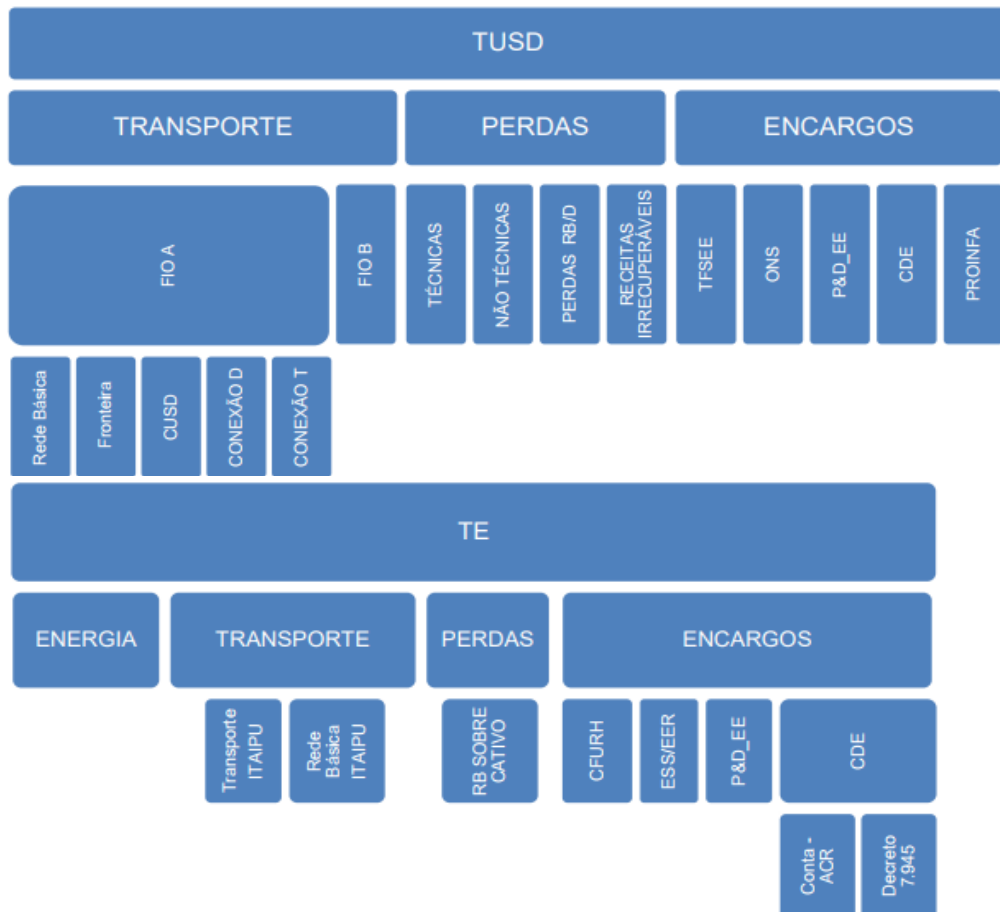


Figura 7 - Funções de custo e componentes tarifários da TUSD e TE.
Fonte: (ANEEL , 2017d)

O cálculo do percentual médio da RT é:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) 100\% \quad (27)$$

A RR é formada pela soma do Valor da Parcela A (VPA) e o Valor da Parcela B (VPB), expresso da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (28)$$

O cálculo da Parcela A é formado pelos Custos de aquisição de energia elétrica e geração própria (CE), Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição (CT) e os Encargos setoriais definidos em legislação específica (ES) conforme equação abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (29)$$

Mais detalhes sobre as metodologias de cálculo ver Submódulos 3.2, 3.3, 3.4 do PRORET.

A fórmula a seguir expressa a Parcela B para o processo RTP. A Parcela B é formado pelo Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), Custo Anual dos Ativos (CAA), Fator de Ajuste de Mercado (P_m), Mecanismos de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) e Outras Receitas (OR). São estes componentes formadores da parcela que distingue o processo de revisão quanto ao nível de preço.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (30)$$

O CAOM é formado pela soma dos Custos operacionais e Receitas Irrecuperáveis. O CAA é dado pela soma da Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis. Maiores detalhes ver 39.

O fator de ajuste do mercado considera os potenciais ganhos de produtividade no Período de Referência¹¹. É definido a partir da produtividade média do setor de distribuição, crescimento do número de unidades consumidoras e mercado faturado da concessionária. Para o cálculo de MIQ são considerados

¹¹ O "Período de Referência" compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento. " (ANEEL, 2016e)

indicadores técnicos como o de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC).

Por último e não menos importante, temos Outras Receitas. São classificadas em duas categorias: receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e receitas de atividades acessórias. As atividades acessórias são de natureza econômica anexa ao objeto do contrato de concessão, sendo a concessionária responsável pelos riscos inerente as atividades exercidas. Subdividem-se em atividade acessórias próprias e atividade acessória complementares. Há um compartilhamento de 60% da receita bruta das atividades acessórias próprias e complementares, ou seja 40% será atribuído a concessionária para estimular a eficiência enquanto a outra parcela destina-se a promover a modicidade tarifária do serviço de distribuição. Ressalta-se que os itens 8, 10, 11 da Tabela 1 do Submódulo 2.7 – PRORET são exceções, convertendo apenas 30% da receita bruta para modicidade dos consumidores. É importante destacar que no item 8 especifica a elaboração de projetos, construção, operação, manutenção ou reforma de geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração, embora não deixe claro como ocorre as atividades e as formas de reversão financeira para a concessionária.

2.3.3.2 Reajuste Tarifário Anual

Esta seção quartanária é baseada em ANEEL (2016e).

O Reajuste Tarifário Anual proporciona o ajuste da tarifa ponderada pela inflação descontado de um índice de ganho (ou perda) de produtividade. O objetivo fundamental do processo é dar cobertura tarifária para os itens da Parcela A e mantém o poder de compra da Parcela B além de repassar aos consumidores os ganhos de produtividade. A Figura 8 representa o processo de forma estruturada e os submódulos responsáveis pela definição dos conceitos e metodologias aplicáveis conforme legislação.

O processo inicia-se com a definição da Receita Anual (RA_0) e a Parcela A na Data de Referência Anterior¹² (DRA). A Receita Anual (RA_0) também

¹²A Data de Referência Anterior (DRA) é definida como sendo a data de vigência do último processo tarifário homologado pela ANEEL. " (ANEEL, 2016e)

conhecida como “Receita de Referência”, é definida como a Receita Anual de fornecimento, suprimento, consumo de energia elétrica e uso dos sistemas de distribuição. É calculada com base nas tarifas econômica homologadas no processo tarifária na DRA, o Mercado de Referência¹³ e o montante de subvenção da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) utilizado para compensar tarifas com desconto para o mercado da subclasse residencial baixa renda, obedecendo o Período de Referência. Para efeito de cálculo no RTA, não é considerado a aplicação do PIS/PASEP (Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a CONFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação) na composição das Parcelas A e B.

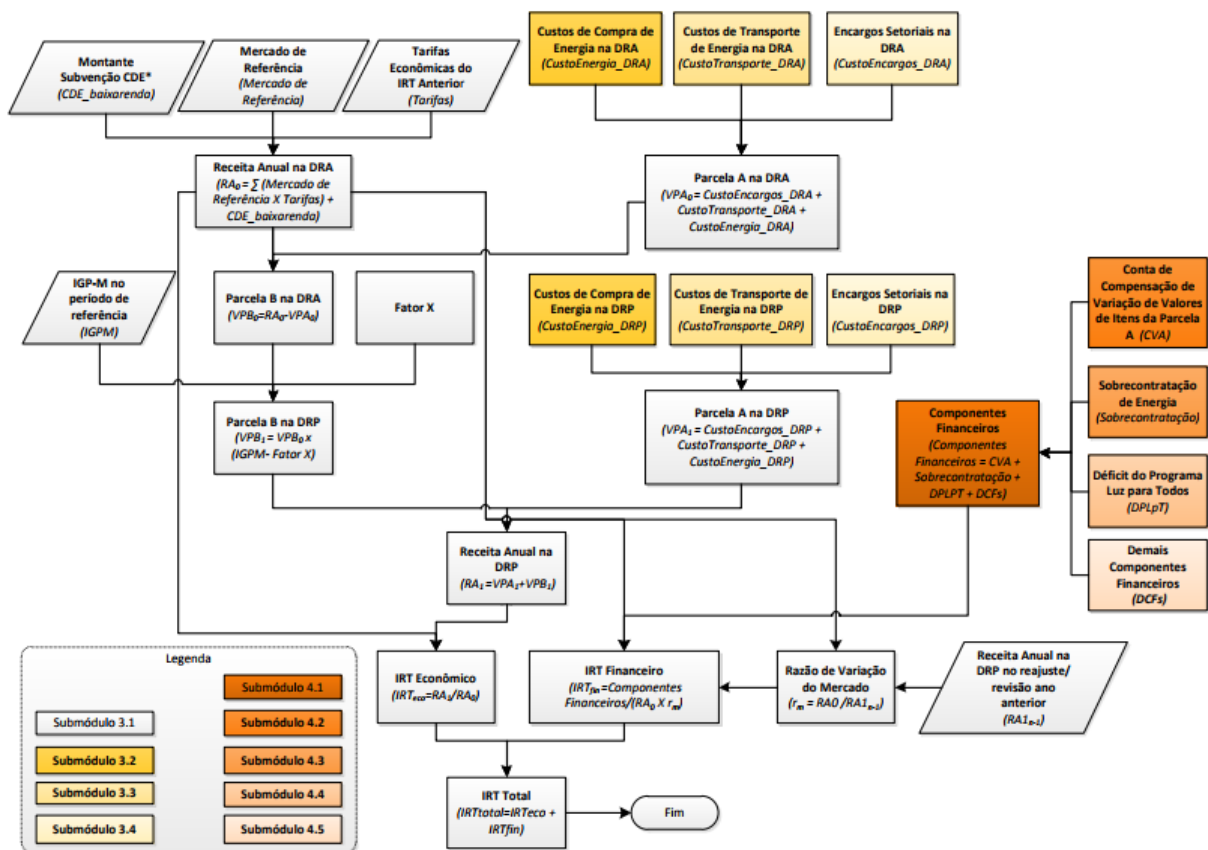


Figura 8 - Fluxograma de Cálculo de Reajuste Tarifário Anual
Fonte: ANEEL (2016e)

¹³ “O “Mercado de Referência” é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como, pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.” (ANEEL, 2016e)

O Valor da Parcela A (VPA_0) considerando-se a condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência é calculado para: (i) montante de energia elétrica comprada valorado pelo Preço Médio de Repasse¹⁴ considerado no RTP ou RTA anterior, (ii) conexões aos sistemas de transmissão e/ou distribuição e para as componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS, (iii) uso do sistema de transmissão e/ou distribuição para montantes de demanda de potência e energia elétrica associada, contratados no período de referência pelas tarifas consideradas no RTP ou RTA anterior, (iv) demais itens da Parcela A responsáveis por assegurar a neutralidade econômica dos encargos setoriais além de acrescentar as perdas técnicas e não-técnicas.

Após a definição de RA_0 e VPA_0 , calculamos o Valor do Parcela B (VPB_0) da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (31)$$

Após calcular o VPB_0 na DRA é possível obter o Valor da Parcela B (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP). O VPB_1 é calculado pela ponderação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) subtraído do Fator X (X). Ao subtrair o X do IGPM, está compartilhando com os usuários e consumidores das distribuidoras os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período. O IGPM é apurado pela Fundação Getúlio Vargas de forma mensal e o X segue metodologia disposta no Submódulo 2.5 do PRORET. A formula é:

$$VPB_1 = VPB_0 \cdot (IGPM - X) \quad (32)$$

O Valor da Parcela A (VPA_1) considerando as condições vigentes na DRP e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma: (i) para energia elétrica firmando anteriormente a Lei nº 10.848/2004, o preço médio de repasse aplicado ao montante de energia elétrica mantém-se conforme o contrato nos 12 meses subsequentes, (ii) a energia elétrica oriundo de Itaipu tem o valor definido por ato específico da ANEEL aplicado ao montante de potência (kW) nos 12 meses subsequentes, (iii) para energia elétrica provenientes de empreendimentos de

¹⁴ "O Preço Médio de Repasse na DRA corresponde ao resultado da divisão entre o custo total (R\$) e o montante total (MWh) da Energia Elétrica Comprada do balanço energético da distribuidora relativo ao processo tarifário anterior." (ANEEL, 2016e)

geração própria a ANEEL valora pelo valor da geração própria estabelecido na última RTP atualizado até a DRP, (iv) a energia elétrica proveniente do PROINFA é valorado a custo zero por possuir seu custo efetivo classificado na Parcela A como encargo setorial, (v) para a cota-parte de Angra 1 e 2, a tarifa é calculada e homologado anualmente pela ANEEL e aplicado ao montante de energia que poderá ser fornecido nos próximos 12 meses subsequentes pelas centrais geradoras Angra 1 e 2, (vi) a energia referente às cotas das usinas com concessões renovadas é definido pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica disponibilizado de acordo com o regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783 de 11/01/2013 para os próximos meses de vigência, (vii) para energia elétrica comprada por intermédio de contratos após a Lei 10.848/2004, o preço médio de repasse é conforme o caput do art. 36 do Decreto nº 5.163/2004, autorizados pela ANEEL até a DRP, (viii) o Montante de Reposição será valorado ao preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na DRT, (ix) para sistemas isolados é aplicado o custo médio da energia elétrica comercializada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, para geração própria e contratos preexistente em 30/07/2009, desde que este valor seja inferior ao custo total de geração conforme trata o art. 3 da Lei nº 12.111 de 9/12/2009 e o art. 11 do Decreto nº 7.246 de 28/07/2010, (x) para o uso de sistemas de transmissão e/ou distribuição com os respectivos montantes de demanda de potência observando as tarifas vigentes na DRP e (xi) para os demais itens da Parcela “A” (exclusivo TUSDg-ONS e TUSDg-T) com os valores vigentes referente a DRP.

Com a formação do VPA_1 e VPB_1 constituímos a nova Receita Anual (RA_1) da concessionária na Data do Reajuste em Processamento (DRP) visualizado na equação a seguir:

$$RA_1 = VPA_1 + VPB_1 \quad (33)$$

Definido a Receita Anual (RA_0) na Data de Referência Anterior e a Receita Anual (RA_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP), calcula-se o Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT econômico, dado por:

$$IRT_{eco} = \frac{RA_1}{RA_0} \quad (34)$$

A composição do IRT_{total} conta com a soma do IRT_{eco} e o IRT financeiro (IRT_{fin}). O IRT_{fin} é contabilizado pela divisão entre o somatório dos componentes financeiros apurado na DRP e a RA_0 na DRA flexibilizada pela razão de variação do mercado (r_m) se positiva, ou seja

$$IRT_{fin} = \frac{\sum \text{componentes financeiros (R\$)}}{RA_0 \cdot (1 + r_m)} \quad (35)$$

As tarifas geradas por modalidades de estrutura tarifária e nível de tensão pelo processo de Revisão Tarifária Periódica são agora reajustadas de acordo com o IRT_{total} resultante do RTA para manter o equilíbrio econômico-financeiro definido no momento da revisão.

3 METODOLOGIA

A situação-problema exposto no estudo é, se tem um mercado consumidor de energia, uma inovação encarregada por gerar energia elétrica e a concessionária responsável pelo suporte além de adequar-se as mudanças de mercado relacionado à geração distribuída. Para uma análise coerente será preciso definir as premissas referente ao mercado consumidor, ao sistema fotovoltaico residencial e verificar o impacto financeiro para a concessionária.

A metodologia seguirá a organização apresentada na Figura 9. A metodologia empregue será baseada em Konzen (2014), Montenegro (2013) e Lima (2015), abordando a estruturação do mercado nicho, dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede (SFRCR) e análise financeira respectivamente. A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) distribuição é escolhida como o objeto de estudo. O presente estudo de difusão calculará o mercado por meio do modelo com início de 2017 até 2024. Apesar da microgeração distribuída haver sido regularizada em 2012, apenas nos dois últimos anos que houve um crescimento expressivo do número de conexões, de acordo com os dados divulgados na ANEEL (<https://goo.gl/jnoHDH>) para o estado do Paraná.

3.1 ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL FINAL

Partindo da equação 21, o modelo de Bass é dividido em duas partes: a estimativa do mercado potencial final (m) e o cálculo da taxa de adoção. A obtenção do mercado potencial seguirá os passos conforme visto na seção 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3 e o cálculo da taxa de adoção visto na seção 3.1.4.

de retorno elevado restringindo-se a Unidades Tomadoras de Decisão (UTD) com condições de realizar tal investimento.

No estudo realizado pela EPE (2014a), a escolha do mercado nicho foi em função do consumo de eletricidade mensal por domicílio, em que escolheu-se faixas de consumo acima de 400 kWh como propícias para instalação de SFCR. Segundo afirma Francisco (2010), o consumo de energia elétrica e a renda familiar guardam forte relação. Seguindo a metodologia apresentado por Konzen (2014), se trabalhará com dados do IBGE ponderado por fatores econômicos para definição do mercado nicho ao invés do consumo de energia.

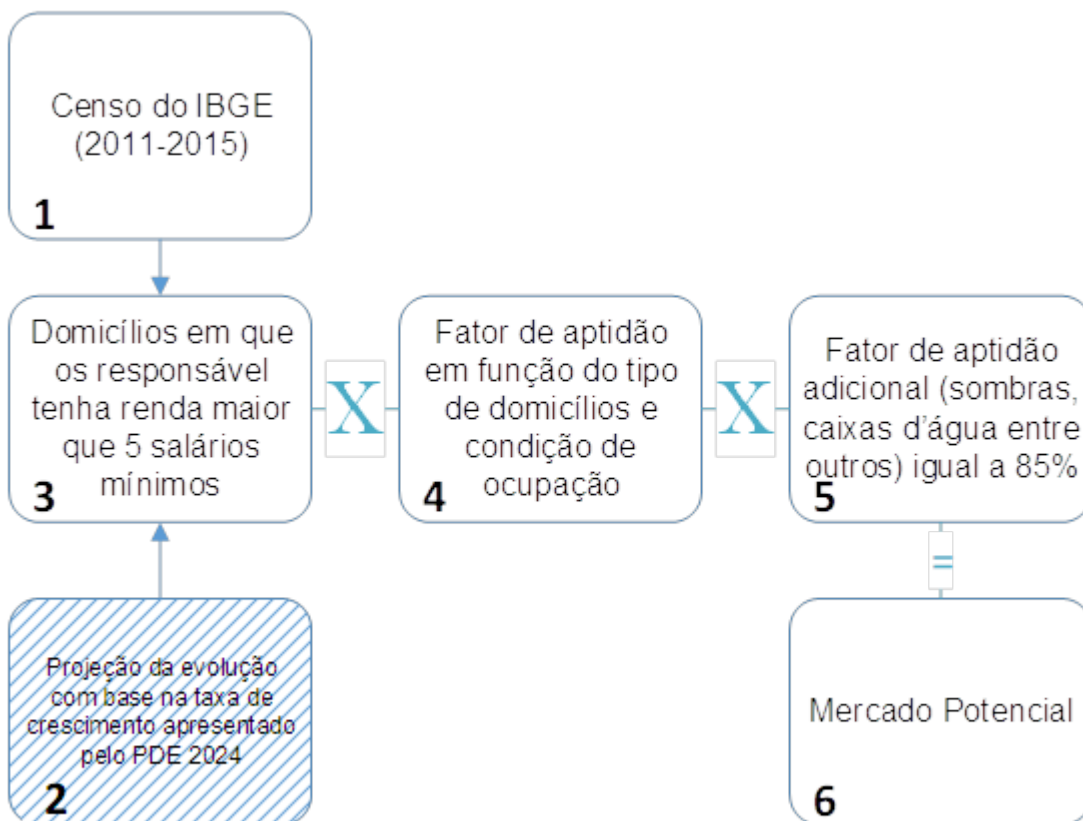


Figura 10 - Metodologia para obtenção do mercado potencial

Fonte: Adaptado de Konzen (2014)

Ao verificar a base georreferenciada das áreas de concessão das distribuidoras de energia elétrica pelo Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL - <http://sigel.aneel.gov.br>), constata-se que a COPEL é responsável pelos municípios do Paraná (exceto Campo Largo, Guarapuava e Coronel Vivida). Como visto na Figura 10 os dados utilizados serão com base no censo do IBGE para os anos de 2011 a 2015. Não será excluído dos dados trabalhados informações referentes as cidades de Campo Largo, Guarapuava e Coronel Vivida pois, de acordo com o censo demográfico de 2010

(<https://goo.gl/4TYdsE>), representam apenas 2,78% do número de domicílios particulares ocupados no estado do Paraná. Além disto, segundo os dados apresentado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), a COPEL possui o terceiro maior consumo de energia com o quarto maior mercado nacional de energia, tornando aceitável a aproximação acima referida.

Por meio Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo IBGE até 2015, buscou-se os dados dos domicílios particulares com o rendimento acima de cinco salários mínimos na zona urbana entre os anos de 2011 a 2015. No respectivo trabalho será considerado apenas domicílios da zona urbana, pois a COPEL possui tarifação diferenciada para imóveis localizadas na zona rural. Domicílios particulares na zona urbana representam em média, 94% do mercado com rendimento superior a cinco salários mínimos, de acordo com os dados do IBGE.

Utilizou-se a projeção de crescimento expostos no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2024 de domicílios permanentes particulares. O resultado dos passos 1, 2 e 3 da Figura 10 são apresentados na Figura 11.

A classificação quanto ao número de domicílios de acordo com a renda é a primeira etapa de filtragem do mercado potencial. Embora o domicílio possua renda necessária para adquirir a tecnologia, pode ocorrer restrições de ordem técnica, legal ou pela ocupação do imóvel, por exemplo. O domicílio pode ser do tipo casa, casa de vila ou condomínio, apartamento; quanto a condição de ocupação, pode ser próprio já quitado ou em aquisição, alugado; possuir energia elétrica fornecido pela distribuidora ou não. Para responder estas questões utilizamos o Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA - <https://sidra.ibge.gov.br>). Este sistema criado pelo IBGE permite realizar filtragem de dados referentes aos censos demográficos com base em atividades, cor ou raça, deslocamento, domicílios, educação, emigração, famílias, fecundidade, religião entre outros.

O fator de aptidão do tipo de domicílio e a condição de ocupação será baseada na proporção da população residente no estado do Paraná que atenda aos requisitos obtido pelo censo demográfico de 2010 fornecido no SIDRA. Consideraremos na nossa pesquisa, imóveis do tipo casa por possuir maior área de telhado fornecendo disposição física para tecnologia, que seja próprio sendo ele quitado ou em aquisição e que possuam energia elétrica proveniente da distribuidora

com medidor de consumo. Moradores em imóveis alugados ficam menos dispostos a adquirir uma tecnologia de alto valor que não seja de fácil transferência para outro imóvel. A REN 482/2012, atualizada para REN 687/2015 já permite o *virtual net metering*, porém não será contemplado esta condição neste trabalho por tratar-se de uma condição que expõe novos produtos ainda não difundidos no mercado brasileiro.

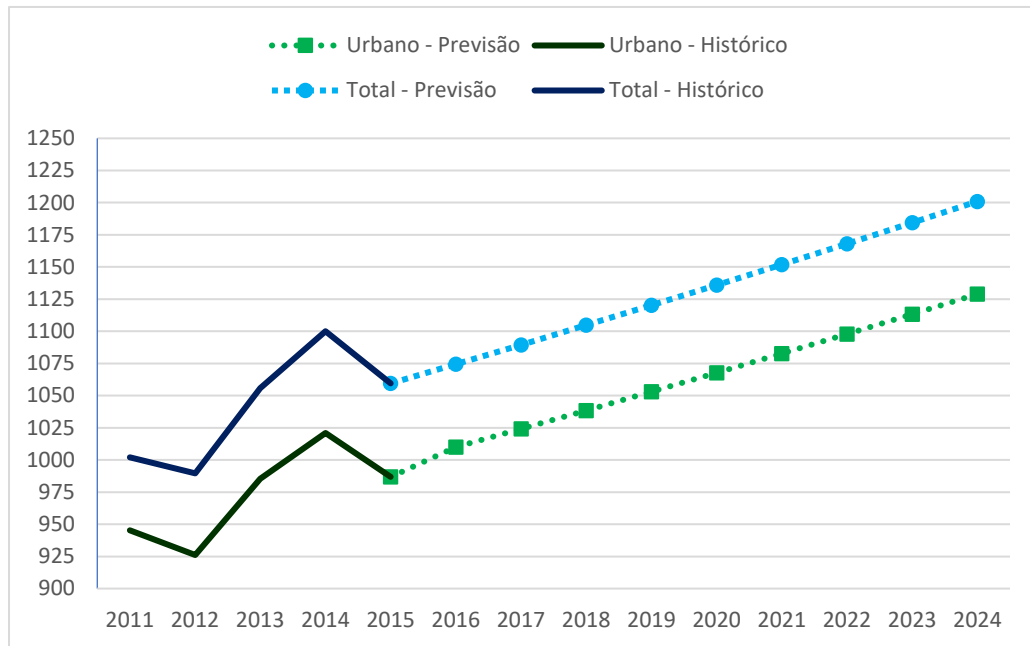


Figura 11 - Domicílios particulares (1000 domicílios) com rendimento mensal acima de 5 salários mínimos com previsão até 2024.

Fonte: Autoria própria.

Os dados disponíveis no SIDRA para obter o fator de aptidão são apresentados na análise da Tabela 3. Dos dados amostrais 3.298.304 unidades possuem energia elétrica independente das condições. Com base neste valor, 99,21% apresentam moradia com energia elétrica proveniente da concessionária, em que 90,03% (88,81% + 1,22%) são do tipo casa, casa de vila e/ou condomínio, mas somente 65,26% (64,36% + 0,9%) são próprias já quitadas ou em aquisição. O fator de aptidão será de aproximadamente 65% referente ao tipo de domicílio e a condição de moradia.

O fator de aptidão adicional inclui fatores de ordem técnica referente a outros limitantes como sobra, chaminés, caixa d'água, antenas, aquecedores solares que podem inviabilizar a instalação dos módulos fotovoltaicos de alguma forma. O valor adotado será de 85% baseado em Konzen (2014) e EPE (2014a).

Tabela 3 - Domicílios particulares permanentes segundo o tipo de domicílio, a condição de ocupação do domicílio e a existência de energia elétrica proveniente da concessionária no Paraná

Total				Casa				Casa de vila ou em condomínio			
Total	Próprio			Total	Próprio			Total	Próprio		
	Total	Quitado	Aquisição		Total	Quitado	Aquisição		Total	Quitado	Aquisição
99,21	71,01	62,08	8,93	88,81	64,36	57,07	7,29	1,22	0,9	0,59	0,31

Fonte: www.sidra.ibge.gov.br/Tabela/3513

3.1.2 Mercado potencial final (m)

O mercado potencial definido anteriormente reúne condicionantes necessários que tornam aptos a aquisição do SFCR. Entretanto, fatores de ordem técnica e financeira não garantem que a Unidade Tomadora de Decisão (UTD) será estimulado a aderir o SFCR devido a sua atratividade econômica. As UTD são geralmente atraídas por investimentos de retorno a curto prazo, quanto maior o tempo de retorno menos sensíveis ficam ao investimento.

As figuras de méritos utilizada para avaliar economicamente um projeto, como por exemplo o *payback* (mais popular), foram discutidos na sessão 2.2.1. Uma forma de ponderar economicamente o mercado é apresentado por Beck (2009), intitulado como fração máxima de mercado (fmm) e também utilizado por Konzen(2014), NREL (2009), ANEEL (2015b) e ANEEL, 2017e. A fração máxima de mercado é apresentada pela equação,

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (36)$$

em que SPB é a sensibilidade ao *payback* e TPB é o tempo de *payback* calculado em anos. A ANEEL (2015b) em sua nota técnica 17/2015 onde avalia o impacto da inserção dos SFCRs para concessionárias brasileiras, utiliza o fator SPB de 0,3. A atualização da nota técnica, realizado por ANEEL (2017e), verificou-se uma superestimação do mercado em 2015 e adota um novo fator de 0,4 para sensibilidade ao *payback*. Baseado em ANEEL (2017e) nosso trabalho fará uso de um SPB igual a 0,4.

O TPB (seção 3.1.3) será calculado utilizando a equação 11 da Metodologia Multi-Índice Ampliada (MMIA) apresentada na seção 2.2.1, além de fornecer outras figuras de mérito relacionado ao retorno, risco e limites de elasticidade que solidifica a decisão quanto a aquisição do SFCR.

O mercado potencial final (m) é estimado multiplicando a fração máxima de mercado (fmm) pelo mercado potencial (mp), conforme a equação a seguir

$$m = fmm \times mp \quad (37)$$

3.1.3 Premissas para o cálculo do *payback*

Para o cálculo do *payback* é preciso definir o investimento inicial, o tempo de projeção do investimento e o fluxo de caixa gerado pela tecnologia. O retorno financeiro do SFCR é balizado pela energia que é consumida momentaneamente ou injetada na rede para ser utilizada em forma de crédito, reduzido e/ou zerando o valor da fatura mensal de energia elétrica. Para quantificar em valores reais é preciso definir as premissas de mercado referente ao consumidor e as premissas relacionada ao SFCR.

Os seguintes pontos mencionados serão discutidos de forma a gerar grandezas quantitativas possibilitando os procedimentos de cálculo de acordo com o cenário e condições determinadas.

Montenegro (2013) propõe passos metodológicos para definir as premissas do consumidor e o SFCR. No estudo do consumidor as premissas elencadas a serem definidas estão dispostos na Figura 13 e para os sistemas fotovoltaicos na Figura 12.

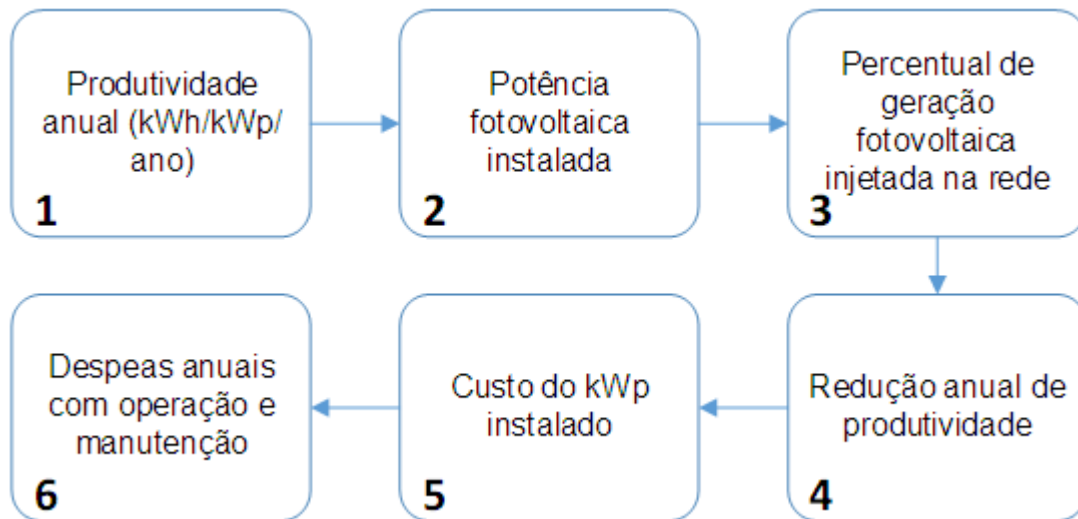


Figura 12- Fluxograma da metodologia aplicada ao SFCR.
 Fonte: Adaptado Montenegro (2013)

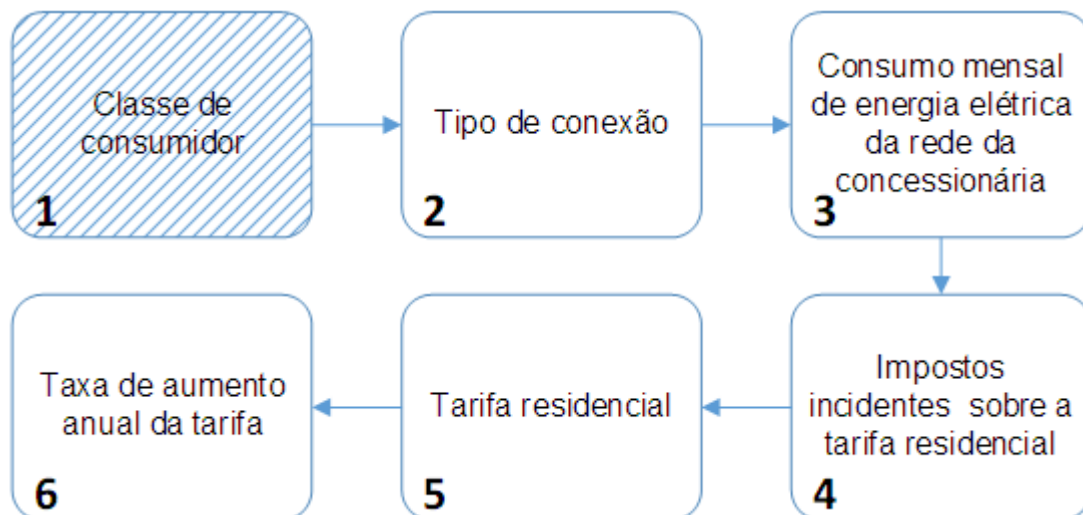


Figura 13 - Fluxograma da metodologia aplicado ao Consumidor
 Fonte: Adaptado Montenegro (2013)

3.1.3.1 Classe de Consumidor

O mercado da COPEL distribuição escolhido para a realização do estudo será o subgrupo B1. O subgrupo é caracterizado como consumidores do grupo B, ou seja, consumidores de baixa tensão (inferior a 2,3 kV) com tarifação monômnia (aplicado apenas ao consumo de energia elétrica). O subgrupo B1 corresponde aos consumidores residenciais (ANEEL, 2010a).

3.1.3.2 Tipo de Conexão

O tipo de conexão da unidade de consumidora identifica o custo de disponibilidade. De acordo com o artigo 98 da REN 414/2010 publicado pela ANEEL (2016a), o custo de disponibilidade é um valor mínimo pago em moeda corrente equivalente a 30 kWh (monofásico ou bifásico a dois condutores), 50 kWh (bifásico a três condutores) ou 100 kWh (trifásico). O custo de disponibilidade tem por objetivo o custeio de investimentos para manter a energia a serviço da Unidade Consumidora (UC) independente da frequência utilizada.

Em conformidade com os dados apresentados pela COPEL – Distribuição (ver Anexo A), 65,34% das UC's residenciais possuem o custo de disponibilidade de 10 kWh, assim sendo, define-se o custo de 100 kWh, sendo o consumidor típico mais viável a adesão de SFCR.

3.1.3.3 Consumo mensal de energia elétrica da rede da distribuidora

A realização desta premissa ocorreu por meio da solicitação do autor à COPEL – Distribuição, de uma planilha com dados mensais de consumo no intervalo de 2012-2016, pertinente ao consumo do grupo residencial em sua área de concessão. Com os dados apresentados realizou-se a elaboração da Tabela 4.

A ANEEL (2016b) expressa no módulo 2, seção 2.2, tópico 4 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) a estratificação para o Sistema de Distribuição em Baixa Tensão (SDBT), entretanto, para os consumidores residenciais fez-se uso da forma apresentada pela EPE (2014a). A organização utilizada visa reduzir o erro associado a utilização da média aritmética para a obtenção do consumo médio do grupo residencial. A média de consumo foi calculado pelo divisão entre o consumo e o número de clientes que transitaram nas faixas de consumo definidas no intervalo de 2012-2016.

Ao analisar a Tabela 4, observa-se que as faixas “a” e “b” em conjunto formam 72,64% do mercado consumidor, todavia o consumo possui uma significância de 46,70%. Os dados disponibilizados pela COPEL- Distribuição não especificaram os clientes classificados como subgrupo B1 – residencial baixa renda

(aplicação de tarifas diferentes para o consumo), por possuírem menor consumo médio em comparação as faixas não causam mudanças significativas. Deste modo, será enfatizado as faixas de consumo “c” a “g”, expostas na Tabela 4, por representar maior adesão possível aos SFCR's.

Estabelecida as faixas de consumo para estudo, estes dados serão utilizados na seção 3.1.3.8 com o objetivo de estabelecer a potência fotovoltaica a ser instalada para as faixas de consumo.

Tabela 4 - Consumo do Grupo B – Residencial – 2012 a 2016

	Faixa de Consumo (kWh)		Consumo (kWh)	Nº de clientes	Consumo (kWh/mês)
	Inicial	Final			
a	0	100	4.238.877.320	65.052.259	65,16
b	100,001	200	11.918.436.640	81.748.245	145,79
c	200,001	300	8.291.467.278	34.300.121	241,73
d	300,001	400	3.986.832.114	11.661.867	341,87
e	400,001	500	1.925.849.515	4.345.516	443,18
f	500,001	1000	2.662.058.515	4.108.727	647,90
g	1000,001	999999999	1.571.603.492	877.135	1.791,75

Fonte: Autoria Própria.

3.1.3.4 Impostos incidentes sobre a tarifa residencial e comercial

A tarifa residencial é publicada pela ANEEL sem tributos, após a incidência do imposto estadual ICMS e os federais PIS/PASEP e CONFINS, a tarifa assume seu valor final. Os grupos e subgrupos apresentam características de enquadramento com as alíquotas vigentes, formando assim as tarifas específicas.

A COPEL – Distribuição disponibiliza em seu site uma gama de informações que possibilita o consumidor obter informações adequadas quanto as taxas e tarifas, tributos e faturas de energia.

Em concordância com a Lei Estadual, o ICMS aplicado para consumidores residenciais e comerciais é de 29% (COPEL, 2016a). A Lei 11.580/1996 (Lei orgânica ICMS) promulgada em novembro de 1996 (SEFAZ,

1996), não sofreu alterações percentuais concernentes a cobrança da energia elétrica, conseqüentemente considera-se constata no decorrer do estudo.

Os valores disponibilizados do PIS/PASEP e CONFINS são visualizados na Figura 14 (COPEL, 2016a). Verifica-se não haver variação abrupta dos valores do PIS/PASEP entre os períodos 01/08/2015 a 30/11/2016. Os valores do CONFINS para o mesmo intervalo de tempo oferece variações crescentes maiores, quando comparado com PIS/PASEP entre 01/08/2015 a 29/02/2016, havendo redução após este período. A variação PIS/PASEP+CONFINS demonstrado pela linha de tendência expõe uma variação negativa inicial seguida de um crescimento abrupto e por conseguinte uma redução quase constante. Por não possuir dados anteriores ao intervalo inspecionado, utilizaremos a média (geométrica) do PIS/PASEP+CONFINS de 5,80%. A aproximação é aceitável pois constata-se que na formação da base de cálculo da fatura de energia elétrica o PIS/PASEP+CONFINS tem um impacto médio (geométrico) de 16,62% da alíquota total aplicada.

3.1.3.5 Tarifa Residencial

A tarifa residencial varia de acordo com os reajustes e revisões tarifárias. O banco de dados da ANEEL (2017a) fornece as tarifas da classe residencial das concessionárias brasileiras. É possível perceber que não há distinção entre a tarifa residencial e comercial homologada pela ANEEL, como é possível comprovar nas resoluções divulgadas no site da COPEL (2016b).

As tarifas publicadas pela ANEEL (2017a) foram divulgadas em R\$/kWh e não possuem aplicação de impostos como PIS/PASEP, CONFINS, ICMS, Taxa de iluminação pública entre outros. As tarifas estão dispostas na Figura 15, onde observa-se uma taxa de crescimento de 4,88% entre 2007-2011, seguido do menor valor em 6 anos (baseados nos dados fornecidos), havendo recuperação do valor devido a condicionantes macroeconômicos (ver tópico 3.1.6) findando 2016 com valor abaixo do calculado na revisão tarifária de 2015.

A tarifa estabelecida durante todo o estudo será a tarifa vigente em 2016 de 0,42147 R\$/kWh.

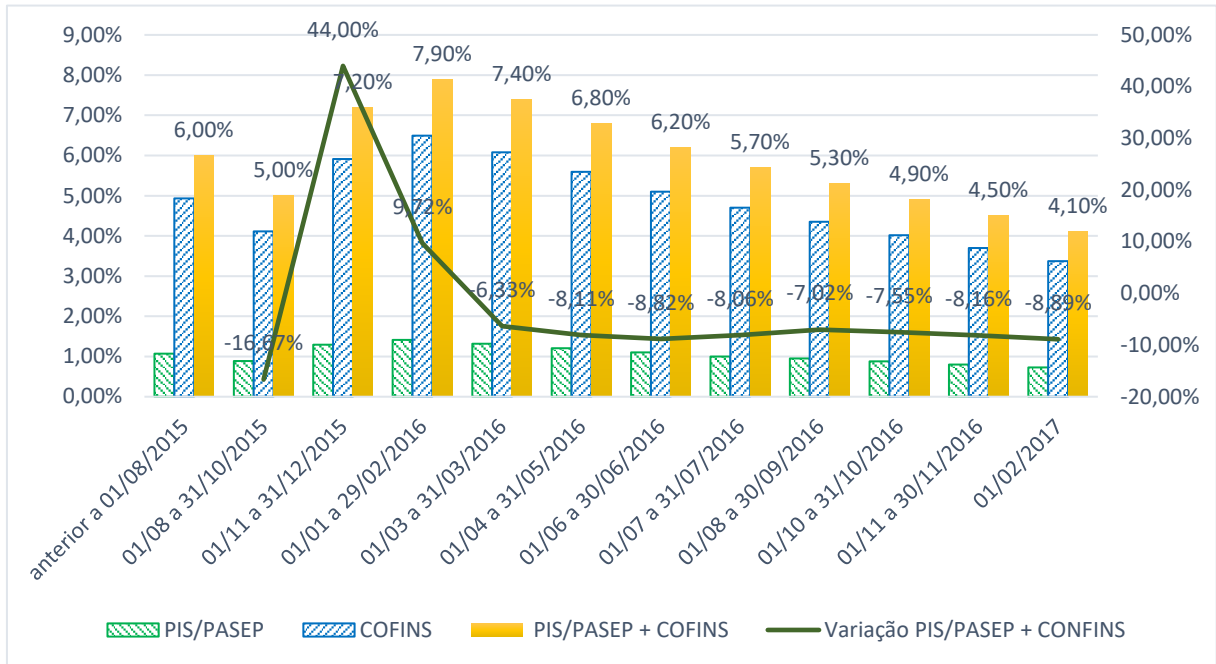


Figura 14 - Evolução da Alíquota do PIS/PASEP e COFINS entre 2015 e 2017
Fonte: Autoria Própria

3.1.3.6 Taxa de aumento anual da tarifa residencial

A Figura 15 demonstra que entre 2007 e 2012 a tarifa de energia cresceu paralelamente abaixo dos índices IGPM e IPCA. Entre 2012 e 2016 se verifica um cenário atípico do setor elétrico. A ABRADEE (2017) destaca, na entrevista com o presidente da ABRADEE Nelson F. Leite, que o mercado cativo estava com sobrecontratação de energia em 2012 baseado nas projeções de 2007 em que projetava-se um crescimento econômico de 5% ao ano, além dos efeitos da Medida Provisória 579 (MP 579) lançada em setembro de 2012. A MP 579 foi considerada um divisor de águas em 2012 no mercado de energia conforme explica Costellini et al. (2014). Inicialmente tratado com uma medida arrojada do governo, tinha por objetivo diminuir em média 20,2% da tarifa de energia pois o crescimento no setor industrial vinha registrando queda. A diminuição pautava-se em três medidas: i) a isenção de encargos setoriais, como a Reserva Geral de Reversão (RGR) e a Conta do Consumo de Combustível (CCC); ii) o adiantamento de contratos de concessão que venciam a partir de 2015 e iii) aporte anual de 3,3 bilhões anuais da União para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). O breve resumo dos resultados

decorrentes da MP 579 em conjunto com condições climática desfavoráveis foi: custeio das térmica em 9,9 bilhões em 2013, a adesão da geração a MP 579 ficou em torno de 60% do volume inicialmente previsto pelo governo, exposição das distribuidora ao mercado de curto prazo, Preço Líquido das Diferenças (PLD, preço no mercado de curto prazo) bateu recorde, atingindo o teto máximo de 822 R\$/MWh resultando problemas no fluxo de caixa das distribuidoras que ficaram expostas e outros aportes adicionais do governo para compensar o desequilíbrio causado pela renovação antecipada dos contratos de concessões (COSTELLINI; HOLLANDA, 2014).

A Figura 15 é o resultado da junção de dados disponibilizados pela COPEL – distribuição, ANEEL (2017a) e do site Calculador usado para correção de valor por índice para obter a variação do IGPM e IPCA. A comparação com estes índices econômicos possibilita um *benchmark* apropriado, demonstrando o poder de compra da moeda em contraste com tarifa de energia. Em Costellini et al. (2014) são apresentados como indicadores utilizados para reajuste e revisões da parcela A e B e atualizações dos empréstimos realizados no setor elétrico.

A tarifa de energia teve uma taxa de crescimento de 5,13% a.a. comparado a 7,09% e 6,47% a.a. do IGPM e IPCA respectivamente. Constata-se na Figura 15, que apenas em 2015 houve reajuste da tarifa de energia maior que a inflação, baseado nestes dados define-se uma taxa de crescimento de 5,13% a.a.

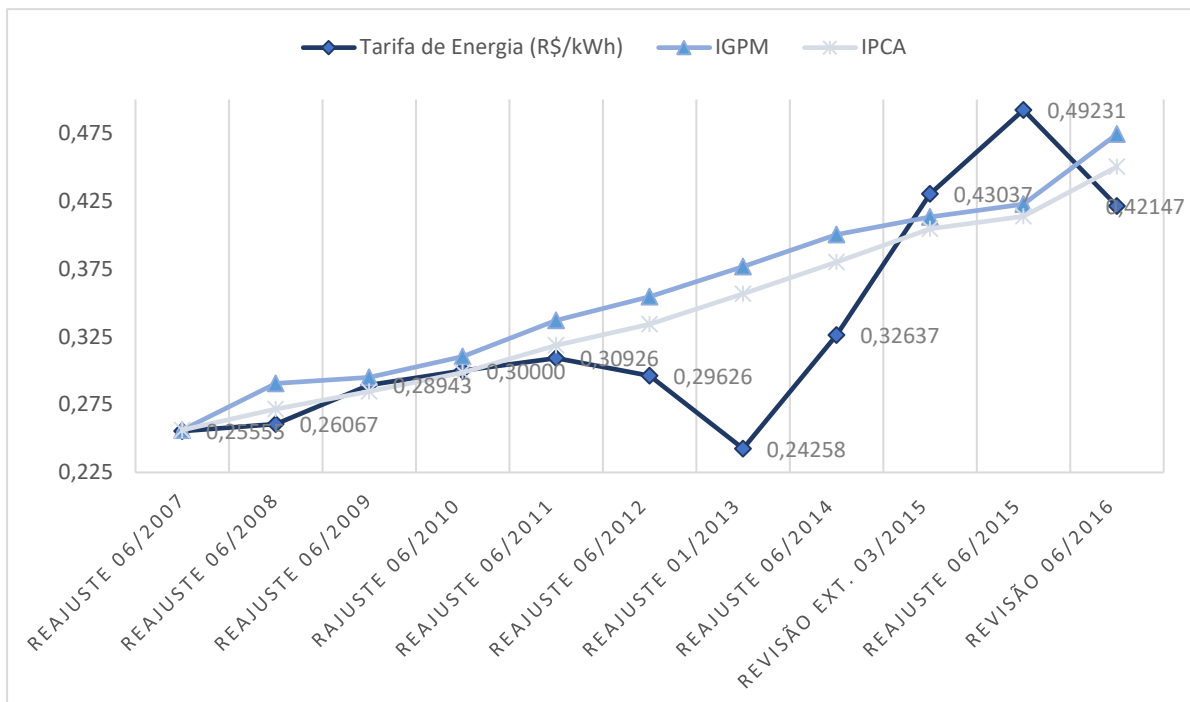


Figura 15 - Evolução da Tarifa de Energia Elétrica comparado ao IGPM e IPCA
 Fonte: Autoria Própria

3.1.3.7 Produtividade anual (kWh/kWp/ano)

Com o crescimento da indústria fotovoltaica, houve uma maior necessidade do uso e educação sobre parâmetros de desempenho de sistemas fotovoltaicos. Os parâmetros de performance são utilizados para a identificação de problemas operacionais, facilidade na comparação de sistemas com diferenças de design, tecnologia ou localização geográfica além da validação de modelos para performance de sistemas em fase de projeto (MARION, *et al.*, 2005).

A norma IEC 61724 define três parâmetros para determinar o desempenho geral do sistema, são eles: a produção de energia (Produtividade Final ou, *Final Yield* – Y_f), o recurso solar (Produtividade de Referência ou *Reference Yield* – Y_r) e o rendimento final do sistema (taxa de desempenho ou *Performance Ratio* – PR).

A produtividade final, no inglês *Final Yield* (Y_f) é o resultado da divisão da potência fornecida em um intervalo de tempo, ou seja, a energia líquida pela potência nominal do sistema, tendo o resultado a grandeza de quilowatt-hora por quilowatt (kWh/kW) ou horas. O Y_f normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema. A produtividade de referência, no inglês *Reference Yield* (Y_r) resulta da divisão do nível de irradiação de uma superfície voltada para o Norte e com inclinação igual a latitude local pela irradiância de referência definido por 1 kW/m². Então o Y_r é o número de horas-pico ou radiação solar em unidade de kWh/m² especificando o recurso solar disponível no local. A taxa de desempenho, do inglês *Performance Ratio* (PR) é a Y_f dividida pela Y_r . Ao normalizar com relação a produtividade de referência, é quantificado o efeito geral de perdas no sistema fotovoltaico (MARION, *et al.*, 2005).

Em Tiepolo (2015) foi calculado a produtividade de referência média mensal em cada um dos 399 municípios do estado do Paraná. As premissas utilizadas foram os módulos orientados para o norte geográfico, SFCR com potência nominal de 1 kWp com taxa de desempenho de 75%. A produtividade de referência anual média do potencial fotovoltaico do estado do Paraná obtido foi 1.986 kWh/m²/ano com mínima de 1.651 kWh/m²/ano e máxima de 2.119 kWh/m²/ano,

sendo assim, a produtividade final anual média ficou em 1.490 kWh/m²/ano com mínima 1.238 kWh/m²/ano e máxima de 1.589 kWh/m²/ano.

A média da produtividade final anual de um sistema fotovoltaico utilizada no presente trabalho será de 1.490 kWh/m²/ano, obtida por Tiepolo (2015).

3.1.3.8 Potência fotovoltaica instalada

As premissas levantadas anteriormente demonstram que, de acordo com a legislação atual, não se faz necessário o dimensionamento do SFCR para 100% da demanda do consumidor. A definição da potência máxima instalada baseado no consumo líquido (excluindo o custo de disponibilidade – 100kWh) de energia torna-se um balizador para a escolha de um SFCR para a projeção do mercado consumidor da concessionária.

A Tabela 5 é decorrente da Tabela 4, e fornecem a potência máxima projetada e a potência máxima instalada a partir das associações de módulos com 250Wp. A potência máxima projetada são valores obtidos após calcular a divisão do consumo dimensionado por ano (excluindo o custo de disponibilidade) pela média da produtividade final (Y_f) anual. Opta-se por trabalhar com a máxima potência possível de ser instalada por facilitar a quantificação de módulos, evitar sobredimensionamento e conseqüentemente o levantamento do custo final do sistema.

A Tabela 5 fornecem uma potência máxima a ser instalada obedecendo as premissas levantadas para o Estado do Paraná. Com estes dados é possível estudar a composição do mercado de SFCR da distribuidora COPEL de 2012 até 2016 por meio da Tabela 15 (ver Anexo A). Ao averiguar os dados, examina-se que, os consumidores das classes “d” a “g” compõe 93,43% do mercado de SFCR. Ao analisar a Tabela 4 em contraponto com a Tabela 15 corrobora a alta correlação entre o consumo médio e a renda, apesar de não ser o único fator preponderante para a adesão de SFCR. Buscando maior representatividade dos dados com a realidade do mercado da concessionária, restringiremos a análise as faixas de consumo residenciais de “d” a “f”.

Para consumidores das faixas “d” a “f” (consumo residenciais acima de 300 kWh) define-se um SFCR de 3kWp com base na média apresentada na Tabela 15 (ver Anexo A) e no módulo fotovoltaico¹⁵ com potência de 250Wp.

Tabela 5 - Máxima potência instalada de SFCR baseado na média do consumo de energia para consumidores residenciais.

Faixa de Consumo	Consumo Dimensionado (kWh/ano)	Potência Máxima Projetada (kWp)	Quantidade de Módulos (250Wp)	Potência Máxima Instalada (kWp)
a	-418,067	-	-	-
b	549,533	0,369	1	0,25
c	1.700,795	1,141	4	1,00
d	2.902,429	1,948	7	1,75
e	4.118,170	2,764	11	2,75
f	6.574,842	4,413	17	4,25
g	20.300,957	13,625	54	13,50

Fonte: Autoria Própria

3.1.3.9 Percentual de geração fotovoltaica injetada na rede

Como explicado anteriormente, a geração de energia distribuída no Brasil está condicionada ao conceito *net metering*, em que a energia não consumida é exportada a rede, a ser posteriormente utilizada em forma de crédito. O consumidor de Baixa Tensão (BT) (entende-se consumidores do grupo B) possui como padrão, um consumo maior entre o período vespertino e noturno, diferentemente da geração fotovoltaica que é predominantemente diurno e vespertino.

O percentual de geração injetada na rede impacta diretamente o retorno financeiro do consumidor, principalmente os de BT devido ao formato da sua curva de carga. Zilles, *et al.* (2012) ao comparar a curva de carga típica do consumidor BT e a geração fotovoltaica estimou em 64% a energia injetada na rede, valor também utilizado pela EPE (2014a). Já em Montenegro (2013) definiu-se três condições (100%, 80% e 0%) para a realização de um estudo econômico. A energia

¹⁵ Baseado no Módulo fotovoltaico Kyocera Polycrystalline Solar KD250.

compensada em Konzen (2014) foi definida em 60% considerando um possível cenário de mudança na cobrança do ICMS. Entre as empresas pesquisadas na área da distribuidora, foi verificado a utilização da injeção de 50% do excede para a rede.

Neste trabalho foi considerado um dimensionamento ótimo do SFCR, ou seja, há equilíbrio entre a geração e o consumo mensal. Assim sendo não ocorrerá a formação de crédito para meses posteriores.

3.1.3.10 Redução anual da produtividade

A medida que o aumento de SFCR na rede elétrica aumenta, aumenta-se a necessidade de previsões mais acuradas de retorno financeiro. O retorno financeiro está diretamente atrelada as aferições técnicas de desempenho do sistema. A taxa de redução de produtividade permite verificar a diminuição na produção de energia no decorrer do tempo o que impacta diretamente no retorno do investimento.

No estudo realizado por Jordan et al. (2011), cerca de 2000 taxas de degração disponível na literatura nos últimos 40 anos foram analisada, resultando em uma degração média de 0,8%/ano acompanhado de uma mediana de 0,5%/ano. Na abrangência do estudo Jordan et al. (2016) demonstra que para tecnologias como x-Si (monocristalino, policristalino entre outros que utilizem o silício) o intervalo da mediana é 0,5-0,6%/ano e o da média é 0,8-0,9%/ano e ressalta que conclusões mais significativa são possíveis quando sabe-se a aplicação pretendida.

Em Motenegro (2013) considera-se uma taxa de 0,9%/ano resultando na degradação de 20% da potência nominal ao final da vida útil (25 anos). Konzen (2014) utiliza uma taxa de 0,5%/ano objetivando maior representatividade com situações reais.

Para o presente trabalho defini-se uma taxa de degradação de 0,7%/ano.

3.1.3.11 Custo do kWp instalado

O levantamento de patamares plausíveis para a estimação do custo do kWp instalado foi efetuado mediante a cotação de preços por intermédio de empresas na área de concessão da COPEL, relatórios e trabalhos nacionais.

A cotação de preços nas empresas foi desempenhada por solicitação de orçamento, via email, para 35 empresas do setor de geração distribuída fotovoltaica no estado do Paraná em fevereiro de 2017. A solicitação de orçamento elencou tópicos como a descrição do sistema, viabilidade econômica e condições de pagamento a fim de propiciar um estudo de comparação entre os dados fornecidos pelas empresas atuantes para a estimação do custo do kWp do mercado em análise.

A pesquisa resultou na participação ativa de duas empresas as quais apresentaram orçamentos já realizados para potenciais clientes. A empresa 1 forneceu o SFCR de 3,12kWp com um investimento inicial de 7,4905R\$/Wp em outubro de 2016. A empresa 2 forneceu o SFCR com potência nominal de 3,15kWp e 7kWp por um investimento de 7,7302R\$/Wp e 8,0083R\$/Wp respectivamente para dezembro de 2016. Os orçamentos fornecidos pelas empresas foram destinados a consumidores residenciais.

A Tabela 6 elenca a evolução dos preços de SFCR no mercado brasileiro. O estudo de acordo com seus referidos autores baseia-se em pesquisas no âmbito nacional e internacional para potência nominal e/ou faixas de potência nominal.

Observando-se a evolução dos custos indicados na Tabela 6, empresas entrevistadas no mercado da concessionária e considerando a incipiência do setor para o valor do watt-pico no mercado nacional e estadual decidiu usar o valor de 8,59R\$/Wp.

Tabela 6 - Valor do watt-pico de SFCR no Brasil entre 2013 e 2016

Autor	Potência Nominal (kWp)	Preço do Wp	Ano	Observações
(MONTENEGRO, 2013)	1,5	7 R\$/Wp	2013	Consumidores residenciais.
(IDEAL, 2014)	Até 5	8,69 R\$/Wp	2013	Valor médio do watt-pico baseado em entrevista com empresas do setor para o ano de 2013 com maior variação entre 8 a 10 R\$/Wp.
(KONZEN, 2014)	3	7 R\$/Wp	2014	Consumidores residenciais baseado em valores de mercado em 2013.
(EPE, 2014a)	3 e 6	5,5 R\$/Wp (valores para 2017)	2014	Realizado com valor do watt-pico residencial de 2012 aplicando um redução de custo linear baseado na <i>International Energy Agency</i> (IEA).
(EPE, 2014a)	16	5,1 R\$/Wp (valores para 2017)	2014	Realizado com valor do watt-pico comercial de 2012 aplicando um redução de custos linear baseado na <i>International Energy Agency</i> (IEA).
(IDEAL, 2015)	Até 5	8,81 R\$/Wp	2014	Valor médio do watt-pico baseado em entrevista com empresas do setor para o ano de 2014, com maior variação entre 8 a 9 R\$/Wp. Observa-se um redução de 6,5% no preço comparado a inflação do período.
(ANEEL, 2015b)	3	8 R\$/Wp	2015	Consumidores residenciais.
(ANEEL, 2015b)	10	8 R\$/Wp	2015	Consumidores comerciais.
(NAKABAYASHI, 2015)	Até 5	7,19 R\$/Wp	2015	Levantamento do preço nacionalizado de equipamentos fotovoltaicos instalados
(IDEAL, 2016)	Até 5	8,58 R\$/Wp	2016	Valor médio do watt-pico baseado em entrevista com empresas do setor para o ano de 2016 com maior variação entre 7 a 9 R\$/Wp.
(GREENER; ENOVA	3kWp	*8,59 R\$/Wp	2017	Valor do watt-pico baseado na

SOLAR, 2017)				média entre os valores de 2 e 4 kWp obtido pela entrevista de empresas do setor.
(GREENER; ENOVA SOLAR, 2017)	10 Wp	*6,79 R\$/Wp	2017	Valor do watt-pico baseado na média entre os valores de 8 e 12 kWp obtido pela entrevista de empresas do setor.

* Valores de autoria própria baseado nas referências citadas.

Fonte: Autoria própria

Com a difusão na tecnologia no mercado, há um ganho de escala devido ao aumento da demanda ocasionando em uma realimentação da cadeia possibilitando a redução dos custos de fabricação e prestação do serviço. A análise realizada por (IEA, 2012) , e citada em demais estudos (BAUMGARTEN, 2016; EPE, 2014a KONZEN, 2014; MONTENEGRO, 2013), projeta-se um decréscimo de mais de 45%(2010-2020) e 25% (2020-2030) do custo da instalação dos sistemas fotovoltaicos no mercado residencial e comercial em âmbito global.

A projeção da redução será considerada neste trabalho, por entender que poderá concretizar-se no mercado brasileiro. Será aplicada a taxa de redução no valor de -6,45% a.a. (2018-2020) e -3,26% a.a. (2021-2030) do watt-pico no decorrer do tempo em estudo baseado em IEA (2012).

3.1.3.12 Despesas anuais com Operação e Manutenção (O&M).

Os orçamentos disponibilizados pelas empresas não fazem referência a custos de operação e manutenção. No estudo de Montenegro (2013) Nakabayashi (2015) e Konzen (2014) definiu-se o valor de 0,75% do investimento inicial com despesas anuais de operação e manutenção. As despesas de O&M tem seu maior montante relacionado a aquisição de um novo inversor para planta pois este tem a vida útil média em torno de 15 anos. Neste trabalho consideraremos uma despesa de 13% do investimento inicial no décimo quinto ano relacionado a aquisição de um novo inversor.

3.1.3.13 Formação do fluxo de caixa para análise econômica do SFCR

A Tabela 7 dispõe os dados do consumidor e do SFCR. As premissas elencadas têm por objetivo quantificar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico permitindo montar o fluxo de caixa do investimento. O fluxo de caixa, como ferramenta financeira, permitirá projetar para os períodos futuros todas as entradas e saídas de recursos financeiros, indicando o saldo de caixa previsto ao final de cada período projetado.

O cálculo da Geração Mensal com Perdas (GMP) esperada do sistema será quantificado pela equação 39, apresentada por Miranda (2014) e adaptada, dado as premissas inerentes do estudo.

$$GMP = I_0 \cdot A \cdot \eta \cdot (1 - \rho_{mensal})^{n-1} \Big|_{n=1}^N \quad (38)$$

em que:

I_0 é a irradiação média mensal – kWh/m².mês

A é a área – m²

η é a eficiência do painel fotovoltaico

ρ_{mensal} é a perda de produtividade mensal percentual do sistema

n é o número de meses acumulados da geração do SFCR

N é o número total de meses acumulados da geração do SFCR

Tabela 7 - Premissas para a formação do fluxo de caixa do investimento.

Consumidor		
Classe do Consumidor	B1 - residencialb	Autoria Própria
Tipo de Conexão	Trifásica – 100 kWh – Custo de Disponibilidade	Autoria Própria
Média de Consumo Mensal	[300-400 kWh] – 341,87 kWh [400-500 kWh] – 443,18 kWh [500-1000 kWh] – 647,90 kWh	Autoria Própria
Impostos	ICMS – 29% PIS/PASEP+CONFINS – 5,8%	Autoria Própria
Tarifa Residencial	0,42147 R\$/kWh	Autoria Própria
Taxa de Aumento da Tarifa	5,13% a.a.	Autoria Própria

SFCR		
Produtividade final anual (irradiação média)	1.490 kWh/m ² /ano ou 124,17 kWh/m ² /mês	Tiepolo (2015)
Potência fotovoltaica instalada	3kWp (residencial acima de 300 kWh)	Autoria própria
Informações do Painel Fotovoltaico	250Wp, área: 1,64538 m ² , eficiência: 15%	Kyocera Polycrystalline Solar KD250
Percentual de geração fotovoltaica injetada na rede	Consumo ótimo	Autoria Própria
Perda de produtividade percentual	0,059% a.m. ou 0,7% a.a.	Montenegro (2013) Kozen (2014) Jordan et al. (2016)
Custo do kWp instalado	8,59R\$/Wp com redução de 6,45% a.a. (2018-2020) e 3,26% a.a. (2021-2030).	Autoria própria
Despesas anuais de operação e manutenção	13% do investimento inicial no 15º ano	Autoria Própria

Fonte: Autoria Própria

O fluxo de caixa será elaborado dado os seguintes passos:

1. Obtenção do valor do investimento inicial dado pelo produto da potência a ser instalada (ver Tabela 7) e o custo do kWp instalado (ver Tabela 7) observando a taxa de redução do custo;
2. Cálculo da GMP com base na equação 39 durante a vida útil (N=300 meses), posteriormente agrupado de forma anual;
3. Cálculo do consumo médio anual com base na média de consumo mensal (ver Tabela 7) por faixa de cliente;
4. Cálculo do custo de energia consumida pelo cliente sem geração fotovoltaica dado pelo produto do consumo médio anual e a tarifa residencial (ver Tabela 7) com impostos, observando a taxa de aumento da tarifa durante a vida útil do sistema;
5. Cálculo do custo de energia consumida pelo cliente com geração fotovoltaica dado pelo produto da diferença de geração anual e o consumo médio anual pela a tarifa residencial (ver Tabela 7) com impostos, observando o aumento da tarifa, o custo de disponibilidade, e a taxa de operação e manutenção durante a vida útil do sistema;

6. Cálculo do saldo do investimento (ou fluxo de caixa) dado pela diferença entre o custo da energia sem geração e o custo da energia com geração.

A tarifa com imposto a ser aplicada no cálculo do custo da energia é obtida pela equação 40.

$$\text{Tarifa a ser cobrada do consumidor} = \frac{\text{Tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{CONFINS} + \text{ICMS})} \quad (39)$$

Cada faixa de consumo gerará um fluxo de caixa observando o investimento inicial no intervalo entre 2017 a 2024.

3.1.3.14 Cálculo do *Payback*

Mediante a confecção do fluxo de caixa, agora é possível realizar o cálculo do tempo de retorno do investimento dado as premissas levantadas. De acordo com o citado na seção 2.2.1, o *payback* descontado traduz, de forma mais coerente, a realidade que o PI está inserido.

Para o cálculo do *payback* descontado foi utilizado o Sistema de Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Investimentos (SAVEPI - <http://pb.utfpr.edu.br/savepi/creditos.php>). Esta ferramenta computacional utiliza a MMIA para fins educacionais, porém fornece boa base prática para análise de um PI. O SAVEPI é gratuito ao usuário e fornece: recursos didáticos; referencial para estudo da matemática financeira; sistemas de amortização; análise de custo, volume e lucro; abordagem determinística e estocástica para um fluxo de caixa baseado nos indicadores da MMIA.

Optou-se por aplicar a abordagem determinística, ou seja, os valores referentes ao investimento inicial, fluxo de caixa, TMA apresentam valores determinados (sem variações). Para o PI, considera-se um TMA de 6,7% a.a. baseado na caderneta de poupança, por tratar-se do investimento mais seguro para investidores de pequeno porte.

Com a formação do fluxo de caixa referente a cada faixa de consumo, será gerado um *payback* diferente no respectivo ano. O *payback* a ser utilizado será a média do *payback* obtido para cada faixa do ano correspondente. Após o

levantamento do *payback* médio por ano (fator TPB – seção 3.1.2), aplica-se a equação 37 obtendo a fmm e consequentemente o mercado potencial final (m) para cada ano.

3.1.4 Coeficientes do Modelo de Difusão de Bass

Os coeficientes de inovação (p) e imitação (q) do Modelo de Bass dispostos na equação 21, obtidos por Konzen (2014), ANEEL (2017e) e NREL (2009), variaram entre 0,0015 e 0,002 e entre 0,3 e 0,4 respectivamente. De acordo com Konzen (2014) e ANEEL (2016e) estes são valores aceitáveis para a sensibilidade do mercado fotovoltaico brasileiro visto que os possíveis cenários a serem formados dependem de questões políticas, econômicas e sociais.

A Figura 16 ilustra o efeito da variação dos parâmetros p e q. Para a curva com $p=0,0015$ e $q=0,3$ tem-se a formação de um primeiro cenário mais conservador, isto é, um mercado que responde mais lentamente a inserção de uma tecnologia. Já na curva $p=0,002$ e $q=0,4$ tem-se um cenário progressista, tendo um mercado com maior incentivo a difusão da tecnologia.

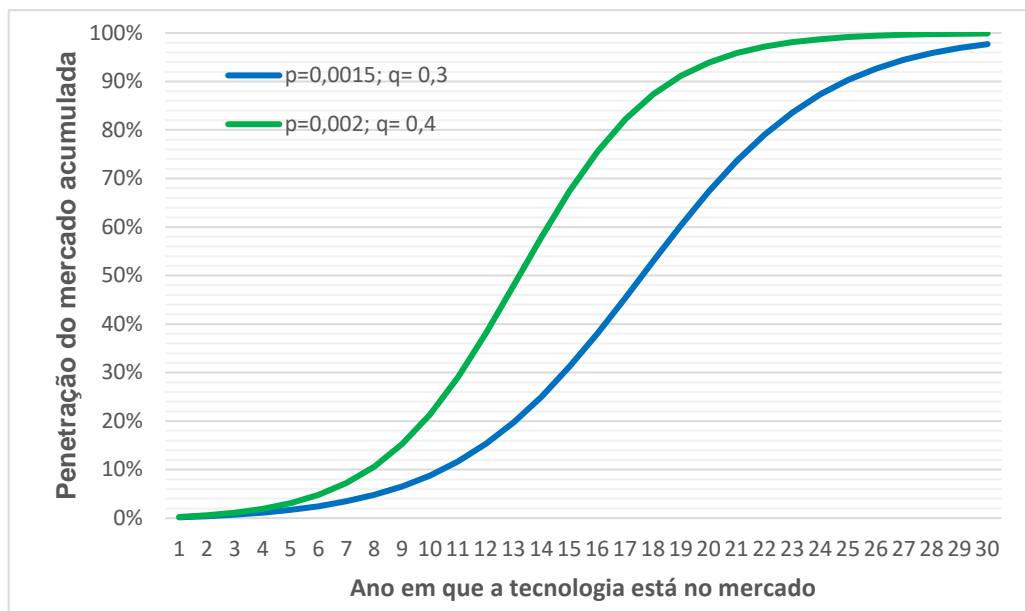


Figura 16 - Taxa de adoção da tecnologia fotovoltaica no mercado residencial
 Fonte: ANEEL (2016e)

O presente estudo por tratar-se de um universo menor, contará com adequação dos coeficientes p e q de acordo com o mercado da Copel. A ANEEL dispõe as unidades consumidoras de geração distribuída por concessionária

(http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp). A estimação dos parâmetros inicia com o levantamento dos dados históricos da Copel até o ano de 2016, e com base nestes valores utilizará o *Solver*¹⁶ do Microsoft Excel. O *Solver* realizará adequação dos coeficientes p e q de acordo com a minimização da soma dos erros quadráticos por meio de algoritmo não-linear entre os dados históricos e os valores projetados.

3.1.5 Impacto econômico para Concessionária

Para a análise do impacto tarifário da projeção dos consumidores residenciais que instalarão sistemas fotovoltaicos procedentes de microgeração, fez uso da fórmula do Reajuste Tarifário Anual (RTA), conforme a equação 34. Utilizou-se como base para adquirir as informações necessárias (compra de energia, transporte, encargos, parcela B e receita) as notas técnicas e resoluções que aprovaram reajustes e revisões até 2016.

Com o objetivo de facilitar a compreensão, pode-se simplificar a equação 34 para a equação 40 e obter os dados nas notas técnicas que fundamentam o RTA e a RTP de 2016.

$$IRT = \frac{\text{Compra de Energia} + \text{Transporte} + \text{Encargos} + \text{Parcela B}}{\text{Receita}} \quad (40)$$

Para a metodologia aplicada no cálculo da equação (40) segue o apresentado pela ANEEL, (2015b) e ANEEL (2017e). Para o cálculo da compra de energia obtem-se o mercado cativo da concessionária (MWh), o custo médio dos contratos (R\$/MWh) referente a compra de energia e as perdas (MWh). O crescimento do mercado da concessionária até 2024 é estimado baseando-se no mercado apurado na revisão tarifária periódica de 2016 da COPEL e nas projeções da EPE disposto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Para as perdas é estimado o percentual de participação em função do mercado total. A soma do mercado total juntamente com as perdas resulta na energia requerida (MWh). O

¹⁶ Definir e resolver um problema usando o Solver: <https://goo.gl/2Rpd2o> Acesso em outubro 2017.

produto da energia requerida e o preço médio dos contratos resulta na compra de energia (R\$) necessária para o mercado no respectivo ano.

A apuração dos valores de Transporte e Encargos requerer de metodologia própria e depende das normativas e consumo do mercado de referência. Conforme a RTA 2014, 2015 e RTP 2016 este valores oscilam de acordo com a receita arrecadada no período. Assim sendo, serão considerados constantes no decorrer do estudo.

A parcela B no RTA é dependente do levantamento da Parcela A e da receita requerida decorrente do período.

A Receita (R\$) é o valor arrecadado do mercado de referência durante o período de referência anterior. O cálculo da Receita é baseado no valor da receita definida no ano base (2016) ponderado pela redução percentual da receita do mercado de Baixa Tensão (BT) impactado pela inserção de SFCR no decorrer do anos.

Por fim, calculou-se o impacto tarifário sofrido pela concessionária, de 2017 a 2024 utilizando 2016 como ano base.

4 RESULTADOS

Neste capítulo são expostos os resultados gerados pelo modelo de difusão, análise econômica dos SFCR e o impacto gerado a concessionária, conforme disposição apresentada na metodologia. No decorrer dos resultados apresentados ressaltara as diferenças com o cenário I da Nota Técnica nº 0017/2015 - ANEEL (NT 17/2015). O cenário I é o caso base, isto é, a manutenção integral das regras da REN 482/12, com a instalação de um sistema de 3kWp e o mercado potencial formado por consumidores residenciais com consumo mensal acima de 400 kWh.

4.1 MERCADO POTENCIAL FINAL

De acordo com as premissas sociais e econômicas juntamente com as restrições técnicas adotadas, expõe-se na Figura 17 o mercado potencial e mercado potencial final da geração de sistemas fotovoltaicos instalados a rede urbana na área de concessão da Copel Distribuição.

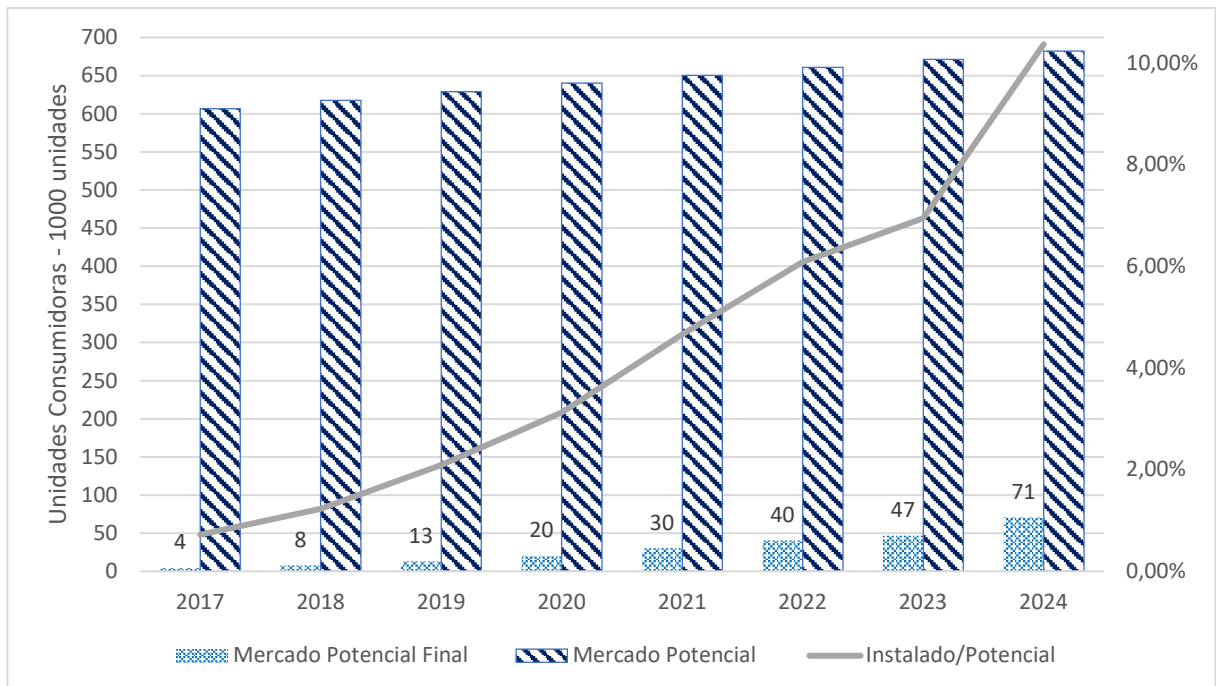


Figura 17 - Crescimento do mercado de sistemas fotovoltaicos para a Copel
Fonte: Autoria Própria

O mercado potencial apresentou um total de 681.936 domicílios particulares aptos em 2024 possuindo uma renda superior a cinco salários mínimos limitado por instalações do tipo casa (quitada ou em quitação) e fator restritivo (55%) de ordem técnica. A seleção deste mercado baseou-se no conceito de *net metering* (sistema de compensação de energia) elucidado na REN 482/2012. De acordo com a REN 482/2012, a energia elétrica gerada por essas unidades consumidoras é entregue à concessionária local, sendo posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora (ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade). Esta abordagem foi adotada como forma de limitar as condições do estudo.

O mercado potencial final por sua vez obteve 71.000 domicílios em 2024 que irão adotar sistemas fotovoltaicos dado as condições econômicas de acordo com o payback descontado. Analisando a linha de tendência Instalado/Potencial, observa-se que um pouco mais de 10% do mercado potencial investirá até 2024 com recursos próprios neste tipo de projeto de investimento.

Ao considerar o mercado com as novas condições do sistema de compensação exposto na REN 687/2015, incluía-se na análise domicílios do tipo casa e apartamento não importando se são próprios ou alugados. O fator de aptidão em função do tipo de domicílio e condição de ocupação passaria de 65% para 89,5% resultando num mercado Instalado/Potencial em 2024 de 13,7%. Este novo sistema favorece condições como autoconsumo remoto, consórcios ou cooperativas, empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, tanto de pessoas físicas quanto jurídicas. Entretanto, dificulta o levantamento do fluxo de caixa da planta e/ou produto fotovoltaico, dado as quantidades de premissas necessárias comparado com o baixo aumento percentual resultante para o mercado potencial final.

Para o cálculo dos coeficientes p e q foram utilizados os dados históricos dos sistemas fotovoltaicos já instalados na área de concessão da Copel. Por tratar-se de uma tecnologia recente no mercado possui poucos dados para ajuste, sendo estimado o ano de 2017 para compor a série histórica, garantido melhor solidez no ajuste. Com a minimização da soma do erro quadrático entre as projeções e os dados históricos, o *solver* forneceu os valores de $p= 0,0172$ e $q= 0,108633977667773$. A Figura 21 exibe o número de adotantes acumulados da tecnologia fotovoltaica com base na série história e no modelo de Bass.

A NT 17/2015 por sua vez utiliza valores de $p=0,0015$ e $q=0,3$ baseado em Konzen (2014) para o cenário base. Estes valores fornecem uma curva de adoção mais conservadora ao estudo. O cenário apresentado com base no mercado da Copel apresenta a princípio um cenário otimista ao utilizar os dados históricos. O desenvolvimento do mercado poderá sofrer variações mediante as políticas públicas e privadas referentes a inserção da tecnologia fotovoltaica como geração distribuída, o que altera os coeficientes p e q e conseqüentemente o cenário de difusão.

4.2 ANÁLISE DO *PAYBACK*

O cálculo do *payback* iniciou-se com a elaboração do fluxo de caixa. Foram confeccionados fluxos de caixa com início no ano de 2017 a 2024. A confecção de um novo fluxo de caixa a cada ano foi realizada considerando a entrada de novos adotantes a cada ano. Para isto se levou em consideração faixa de consumo evidenciando o aumento da tarifa de energia elétrica, degradação de produtividade da planta fotovoltaica, a redução do investimento inicial para a mesma potência e a inserção do inversor de frequência no décimo quinto ano do investimento.

A Figura 18 evidencia a geração do SFCR e o consumo de energia responsável por gerar um fluxo de caixa, com lógica igualmente aplicável aos demais fluxos de caixa. Inicialmente tem-se o consumo médio anual (valores negativos - kWh) e a geração anual do SFCR (valores positivos - kWh) relacionados a escala de energia do gráfico. O consumo médio foi considerado constante no decorrer do estudo, pois ao analisar os dados disponibilizados pela Copel, percebe-se clientes transitando entre as faixas de consumo fazendo com que a média de consumo por faixa não se altere de maneira significativa e/ou abrupta.

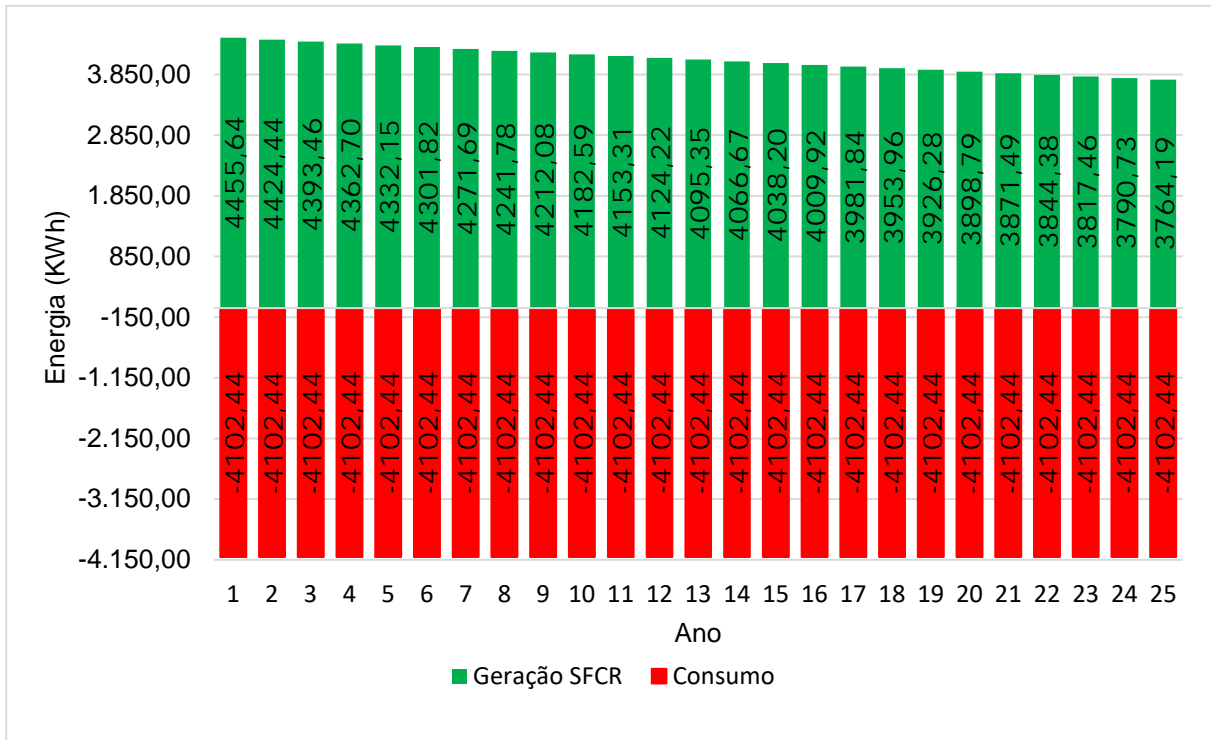


Figura 18 – Geração do Sistema fotovoltaico e o consumo da faixa D (300-400 kWh) em 2017.
Fonte: Autoria Própria

A faixa D (300-400 kWh) por sua vez, possui um sistema fotovoltaico que gera mais energia do que consome até o décimo segundo ano. Entretanto entre o décimo terceiro e o vigésimo quinto ano, a diferença entre o gerado e o consumido não excede o custo de disponibilidade (100 kWh/mês), quantificado anualmente em 1200 kWh. Ressalta-se que a lógica aplicável a Figura 18 é expansível as faixas E (400-500 kWh) e F (500-1000 kWh) alterando o consumo médio anual de acordo com a respectiva faixa.

A Figura 18 é responsável pela formação da Figura 19 a qual apresenta as receitas e despesas relacionados a inserção de um sistema fotovoltaico responsáveis por gerar o fluxo de caixa do projeto de investimento. Na Figura 19 a receita é compreendida como o valor monetário a ser economizado pelo investidor com a aquisição do sistema fotovoltaico. É formada com base no consumo médio anual (kWh) multiplicado pela tarifa de energia (R\$/kWh) considerando um aumento 5,13% a.a. A receita é crescente, resultado da absorção do aumento da tarifa pela geração do sistema em conjunto com o custo de disponibilidade fornecendo economia anual progressiva durante a vida útil.

A despesa do sistema é formada pelo custo de disponibilidade (kWh) multiplicado pela tarifa de energia (R\$/kWh), ou seja, mesmo o consumidor

produzindo toda a sua energia ainda é taxado pela concessionária pela disponibilidade do sistema. Destaca-se nas despesas o décimo quinto ano onde visualizamos a inserção do inversor de frequência o qual possui vida útil menor que os módulos fotovoltaicos.

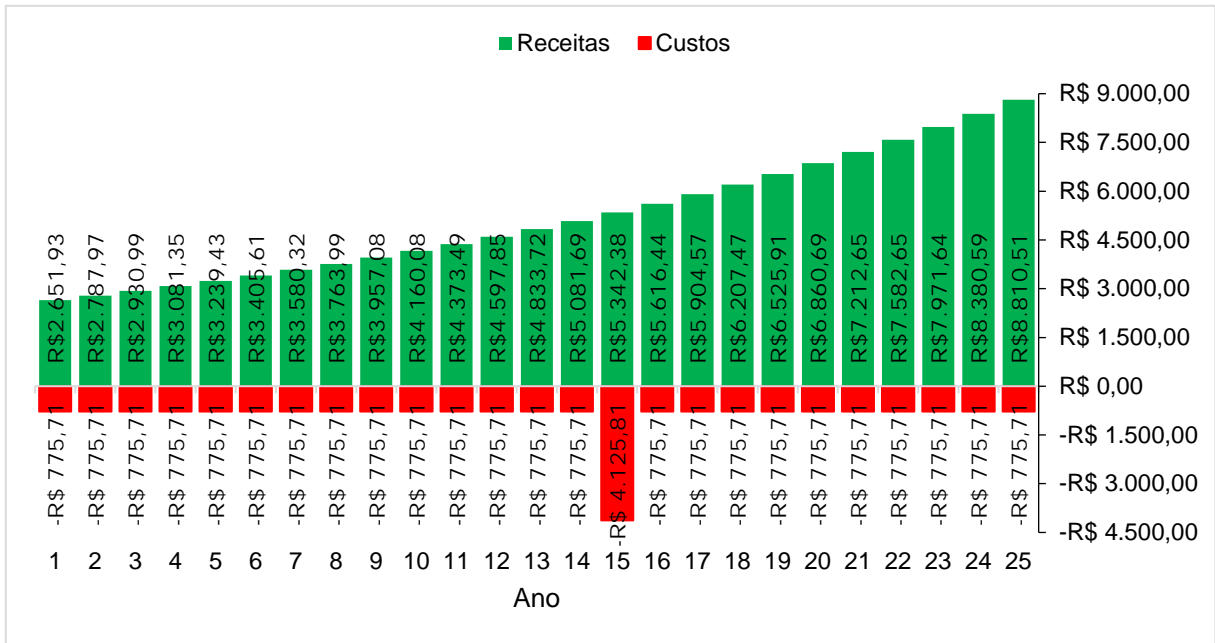


Figura 19 - Receitas e Custos da inserção do sistema fotovoltaico para faixa D (300-400 kWh) em 2017

Fonte: Autoria Própria

Com os dados expostos na Figura 18 e Figura 19 foi possível aplicar Metodologia Multi-Índice Ampliada (MMIA) e analisar os resultados.

4.2.1 Análise do Projeto de Investimento pela MMIA

A análise do Projeto de Investimento (PI) é um processo pertinente para o consumidor, que por sua vez impactará a concessionária. A Figura 20 apresenta o *layout* do módulo de abordagem determinística disponibilizado pelo SAVEPI. Os valores referentes a formação do fluxo de caixa são facilmente transferíveis do Microsoft Excel para o SAVEPI. Ao aplicar os dados do investimento inicial, juntamente com a receita e a despesa, TMA e horizonte de planejamento o programa fornece: a) o fluxo de caixa e demonstrativo de cálculo do *payback* descontado, b) diagrama do fluxo de caixa, c) quadro com indicadores da MMIA, d)

espectro de validade de decisão, e) limites de elasticidade e f) quadro de confronto do retorno esperado *versus* risco percebido.

A análise partirá do quadro indicadores da MMIA gerado no SAVEPI para faixa D (300-400 kWh) em 2017 extensível as demais faixas nos respectivos anos de 2017 a 2024. Os dados a serem trabalhados estão dispostos na Tabela 8, com os indicadores de retorno (VP, VPL, VPLA, IBC e ROIA), risco (TIR, TMA/TIR, *Payback*, *Payback/N*) e os limites de elasticidade.

A inserção da planta fotovoltaica retornará ao final do PI o Valor Presente (VP) de R\$ 41.751,35, ou seja, o projeto recupera os investimentos efetuados para a produção de energia elétrica. Ao final do PI descontado o valor do investimento inicial (FC_0) o retorno líquido em valores monetários de hoje é equivalente ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 15.981,35.

O VP e VPL representam um resultado financeiro global da planta, acaba sendo insuficiente para o entendimento dos consumidores, que optam na maior parte das vezes por investimentos de curto prazo. Pelo Valor Presente Líquido Anualizado (VPLA) afirma-se, conforme cenários futuros, que o ganho anual equivalerá a R\$ 1.334,51 além daquilo que seria ganho aplicado a uma taxa de 6,7% ao ano. Esta informação já permite uma melhor avaliação da significância do ganho.

Para investidores com maior experiência de mercado, expressar o retorno do investimento em valores absolutos torna-se insuficiente, visto que as tratativas usuais do mercado ocorrerem com valores percentuais. Para este detalhe tem-se o Índice de Benefício Custo (IBC) e o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA). O IBC é um indicador relativo que mede a perspectiva de retorno global para cada unidade de capital imobilizado no PI. O PI do sistema fotovoltaico prospecta obter um ganho global de R\$ 1,62 (em valores monetários para melhor visualização) para cada R\$ 1,00 imobilizado além da TMA. O ROIA por sua vez, assim como o VPLA, retrata o ganho percentual anual equivalente a riqueza gerada pelo projeto. O ROIA apresenta um ganho de 1,95% além dos 6,7% ao ano, sendo uma boa estimativa para a rentabilidade do PI.

A decisão não se resume somente a avaliar o retorno esperado do PI, já garantido pela disponibilidade de capital e uma aplicação de baixo risco representado pela TMA. A decisão para tornar-se custo-efetiva é importante avaliar o risco envolvido no projeto para auferir o ganho adicional de 1,95% além da TMA. O valor do ROIA associado ao índice ROIA/TMA demonstra um retorno baixo-médio do PI, de acordo com a escala da metodologia aplicada.

Esconder fluxo de caixa A Habilitar receitas/custos A

Período (j)	Receita Total (RT _j)	Custo Total (CT _j)	Fluxo de Caixa (FC _j)	FC Descapitalizado para a data zero (FCD _j)	Acumulado (FCDA _j)	Payback (min j)
0	-	-25.770,00	-25.770,00	-25.770,00	-25.770,00	-
1	2651.93	775.71	1876.22	1.758,41	-24.011,59	Ainda não pago
2	2787.97	775.71	2012.26	1.767,48	-22.244,11	Ainda não pago
3	2930.99	775.71	2155.28	1.774,23	-20.469,88	Ainda não pago

Figura 20 - Layout do módulo Abordagem Determinística - Recursos Próprios - Fluxo de Caixa ou Custos e Receitas – SAVEPI.

Fonte Autoria própria

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa responsável por anular o VPL (por conseguinte o VPLA) de um fluxo de caixa. Sendo tratada como indicador de risco, o qual define a variação limite para a TMA. Enquanto a TMA (6,7% ao ano) for inferior que a TIR (11,22%) lucra-se mais investido no PI do que deixar o dinheiro aplicado a TMA. É importante notar que quanto menor for a proximidade entre a TMA e a TIR, menor é o risco do PI. Foi utilizado os limites de elasticidade como forma de respaldar esta análise. O índice $\Delta\%$ TMA demonstra que a TMA poderá sofrer um aumento de até 67,54% antes de inviabilizar o PI. Quanto menor for o indicador TMA/TIR maior será a chances de sucesso do PI. No PI analisado constata-se um grau médio de risco associado.

Tabela 8 - Indicadores da MMIA para faixa D (300-400 kWh) em 2017

Dimensão	Indicador	Resultado Esperado (se viável)	Valor esperado	Análise Preliminar
Retorno	VP	$VP \geq FC0 $	41.751,35	Continue analisando o projeto
	VPL	$VPL \geq 0$	15.981,35	Continue analisando o projeto
	VPLA	$VPLA \geq 0$	1.334,51	Continue analisando o projeto
	IBC1 ou IL	$IBC1 \geq 1$	1,6202	Continue analisando o projeto
	ROIA (%)	$ROIA \geq 0$	1,95	Continue analisando o projeto
	Índice ROIA/TMA (%)	$\text{Índice ROIA/TMA} \geq 0$	29,09	Continue analisando o projeto
	ROI ou TIRM (%)	$ROI \geq TMA$	8,78	Continue analisando o projeto
Riscos	Payback	$\text{Payback} \leq N$	16	Continue analisando o projeto
	TIR (%)	$TIR \geq TMA$	11,22	Continue analisando o projeto
	Índice Payback/N (%)	$\text{Índice Payback/N} \leq 100\%$	64	Continue analisando o projeto
	Índice TMA/TIR (%)	$\text{Índice TMA/TIR} \leq 100\%$	59,69	Continue analisando o projeto
Limites de Elasticidade	$\Delta\%$ TMA	Quanto > a tolerância Melhor	67,54	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ FC0	Quanto > a tolerância Melhor	62,02	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ FCj	Quanto > a tolerância Melhor	38,28	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ FC0 e FCj	Quanto > a tolerância Melhor	23,67	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ TMA e FC0	Quanto > a tolerância Melhor	32,33	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ TMA e FCj	Quanto > a tolerância Melhor	24,43	Continue analisando o projeto
	$\Delta\%$ FC0 e FCj e TMA	Quanto > a tolerância Melhor	17,53	Continue analisando o projeto

Fonte: Adaptado SAVEPI

Os limites de elasticidade apresentam a máxima variação percentual que os indicadores podem sofrer antes de inviabilizar o PI. Os indicadores utilizam o conceito *coeteris paribus*¹⁷. O investimento inicial pode sofrer uma variação ($\Delta\%$ FC0) máxima de até 62,02% em contrapartida a variação mínima das parcelas do fluxo de caixa ($\Delta\%$ FCj) de 38,28%. Os demais índices agregam valor a tomada de decisão mediante as prioridades posta pelo investidor.

Por último e não menos importante o *payback* descontado. O *payback* conforme dito, representa o tempo necessário para iniciar a recuperação do investimento. Quanto maior o período de tempo para obter retorno maior será o risco

¹⁷ "... expressão em latim que significa tudo o mais constate. [...]. Esta condição serve também para verificar o efeito de variáveis isoladas, independentemente dos efeitos de outras variáveis; [...]" p. 29 (VASCONCELLOS, 2006)

associado. O PI em análise possui um *payback* de 16 anos. Ao usar o indicador *Payback/N* comparou-se *payback* a vida útil (N) do PI. Verifica-se um risco de 64% do projeto não atingir êxito, sob o prisma deste indicador. Dado a incipiência do mercado fotovoltaico, investidores preferem projetos com menor tempo possível de retorno de capital visando minimizar perdas decorrentes de variação econômicas negativas.

Os valores dos indicadores da MMIA dos demais anos estão disponíveis na Tabela 16, Tabela 17, Tabela 18 no Apêndice B. É possível evidenciar nas tabelas um aumento do retorno líquido anual (VPLA, ROIA) e da diminuição do risco associado ao investimento (*Payback/N*, Índice TMA/TIR). Isto ocorre devido a diminuição do valor associado ao custo do watt-pico instalado e aumento da tarifa de energia elétrica. Pela análise econômica destaca-se que o sistema fotovoltaico fornece a faixa E o melhor custo e benefício em conformidade com a potência instalada.

Com os valores disponibilizados nas Tabelas em anexo, foi possível calcular o TPB anual. Os valores da Fração Máxima de Mercado (FMM) são demonstrados na Tabela 9. A FMM é o valor responsável por ponderar o mercado potencial (ver Figura 17) resultando nos consumidores que realmente irão aderir ao sistema (Figura 21) com base na figura de mérito do *payback* descontado. Os demais indicadores não contribuem diretamente para o cálculo da FMM, porém fornecem uma análise complementar ao investidor.

Tabela 9 - Valores da fração máxima de mercado com base no TPB de mercado.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fator de Sensibilidade	0,4							
<i>Payback</i>	12,67	11,00	9,67	8,67	7,67	7,00	6,67	5,67
FMM	0,63%	1,23%	2,09%	3,12%	4,66%	6,08%	6,95%	10,37%

Fonte: Autoria Própria

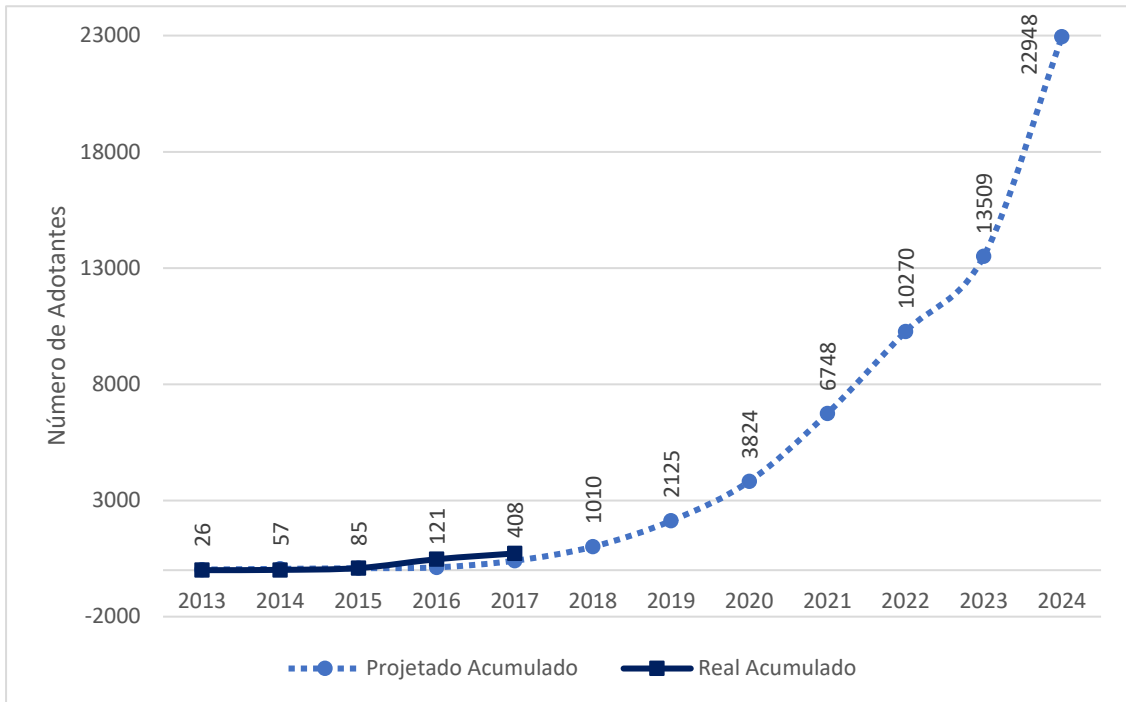


Figura 21 - Número acumulado de adotantes de SFCR para a Copel
1 - Dados numerados referente a curva "Projetado Acumulado".
Fonte: Autoria Própria

4.3 IMPACTO ECONÔMICO PARA CONCESSIONÁRIA

A projeção do impacto econômico é iniciada com o levantamento da capacidade instalada, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e em seguida como contribuem para a modificação da tarifa de energia elétrica.

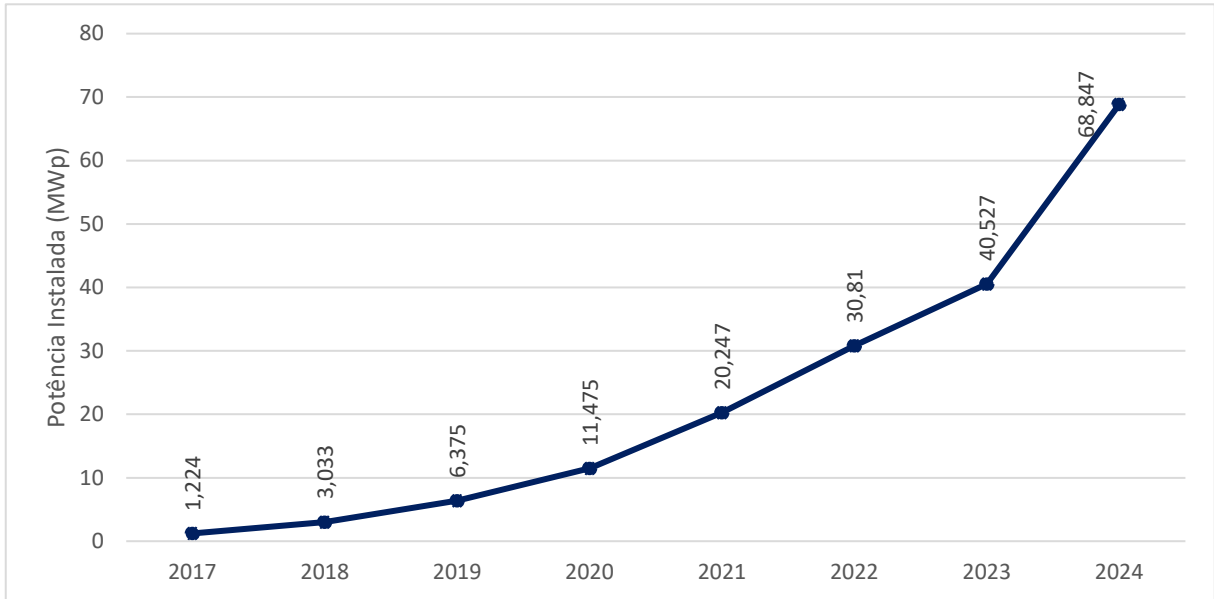


Figura 22 - Projeção da capacidade fotovoltaica residencial instalada na área de concessão da Copel

Fonte: Aatoria Própria

De acordo com o item 3.1.3.8 foi estabelecido uma potência média do sistema fotovoltaico de 3kWp para as faixas “d” a “f”. Pela multiplicação do número de domicílios (Figura 21) pela potência média foi realizado a estimativa da capacidade instalada fotovoltaica residencial para o Paraná até 2024 conforme Figura 22 para o cenário estudado.

Dado a finalidade de estimar a geração proveniente de capacidade instalada fotovoltaica fundamentado nos dados disponibilizados na Figura 21 (números de domicílios) e Figura 18 (geração anual do sistema fotovoltaico) disponibiliza-se os resultados da produção de energia em GWh/ano e MWmédios por intermédio da Tabela 10.

Tabela 10 - Projeção de energia fotovoltaica em residências para a Copel.

Energia	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GWh/ano	1,279	3,953	8,892	16,402	29,316	44,809	58,934	100,596
MWméd	0,1	0,5	1,0	1,9	3,3	5,1	6,7	11,5

Fonte: Aatoria Própria

Os resultados do modelo apontam uma capacidade instalada de 68,847 MWp, produzindo 100,596 GWh/ano em 2024, ou seja, uma média de 11,5 MW por hora no decorrer do ano. Em termos de valores de mercado, a aquisição destes

sistemas fotovoltaicos irá movimentar R\$ 448,42 milhões em investimentos até o final de 2024.

Uma análise inicial do impacto econômico pode ser mensurada ao analisar o montante produzido em 2024 valorado pelo preço atual da tarifa com imposto (ver Tabela 7) para 2017 e considerando o percentual da Parcela “B” representada por 22,2% (RTA 2016) da receita arrecadada, a Copel deixaria de recolher R\$ 14,44 milhões em energia baseado em valores absolutos.

Para a análise do impacto econômico fez-se uso do reajuste anual conforme exposto na seção 3.1.5. Para a realização do cálculo obteve-se os novos valores para os itens Compra de Energia (Tabela 11) e Receita (Tabela 12). Os itens Encargos (R\$ 2.549.262.190,12), Transporte (R\$ 405.730.126,93) e Parcela B (R\$ 2.222.417.437,54) mantiveram constantes.

Tabela 11 - Formação do item Compra de Energia.

	Mercado total (MWh)	Perdas (MWh)	Energia Requerida (MWh)	Preço dos Contratos (R\$/MWh)	Compra de Energia (R\$)	
					sem GD	com GD
RTP 2016	24.570.933,62	3.096.737,75	27.667.671,38	174,64	4.831.765.282,26	-
2017	25.185.206,96	3.174.156,20	28.359.363,16	176,98	5.018.905.638,35	5.018.650.802,38
2018	26.318.541,28	3.316.993,23	29.635.534,50		5.244.756.392,08	5.243.968.588,74
2019	27.502.875,63	3.466.257,92	30.969.133,56		5.480.770.429,72	5.478.998.425,25
2020	28.740.505,04	3.622.239,53	32.362.744,57		5.727.405.099,06	5.724.136.429,28
2021	30.033.827,76	3.785.240,31	33.819.068,07		5.985.138.328,52	5.979.296.231,32
2022	31.385.350,01	3.955.576,12	35.340.926,13		6.254.469.553,30	6.245.540.049,20
2023	32.797.690,76	4.133.577,05	36.931.267,81		6.535.920.683,20	6.524.176.303,76
2024	34.273.586,85	4.319.588,01	38.593.174,86		6.830.037.113,94	6.809.990.344,94

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 11 demonstra o mercado total da Copel de 24.570.933,62 MWh apurado em 2016. Estimou-se o crescimento anual do mercado cativo até 2024 utilizando as projeções de crescimento de 2,5% a.a. (2014 a 2019) e 4,5% a. a. (2019 a 2024) divulgadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2024.

Para as perdas (técnicas e não técnicas) considerou-se um percentual constante comparado com o mercado total. A RTP 2016 apurou o montante de 3.096.737,75 MWh correspondendo a um percentual de 12,60% do mercado total, aplicável nos demais anos.

A compra de energia sem GD resultado da energia requerida anual é derivada da soma das componentes mercado total mais perdas valorado pelo preço médio dos contratos (média dos valores levantados no RTA 2014, RTA 2015 e RTP 2016). Por sua vez, a compra de energia com GD é resultado da subtração entre o mercado e a geração fotovoltaica prevista valorado pelo preço médio dos contratos.

A Tabela 12 fornece a redução percentual da receita, isto é, a redução sofrida pelo mercado de baixa tensão residencial o qual impactará o montante total da receita auferida no respectivo ano. A nova receita será o valor base de R\$ 5.674.861.262,64 ponderado pela redução percentual do decorrer de cada ano.

Tabela 12 - Formação do item Receita

	Mercado BT (MWh)	Novo Mercado BT com GD (MWh)	Receita Mercado Baixa Tensão (R\$)		Redução (%) da Receita
			sem GD	com GD	
RTP 2016	13.747.043,26	-	5.674.861.262,64	-	
2017	14.090.719,34	14.089.440,56	5.816.204.904,52	5.816.732.794,21	-0,003%
2018	14.724.801,72	14.720.848,46	6.076.853.844,70	6.078.485.769,95	-0,010%
2019	15.387.417,79	15.378.525,75	6.348.346.943,41	6.352.017.629,59	-0,027%
2020	16.079.851,59	16.063.449,19	6.631.087.412,37	6.637.858.422,93	-0,065%
2021	16.803.444,91	16.774.128,88	6.924.460.217,14	6.936.562.051,96	-0,143%
2022	17.559.599,94	17.514.791,08	7.230.209.982,81	7.248.707.344,29	-0,280%
2023	18.349.781,93	18.290.847,84	7.550.570.832,54	7.574.899.174,79	-0,479%
2024	19.175.522,12	19.074.926,08	7.874.242.994,22	7.915.769.637,65	-0,873%

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 13 dispõe o Índice de Reajuste Tarifário (IRT), responsável por ajustar a Receita Anual, por consequência os novos valores da estrutura tarifária. Ao final da projeção destaca-se um IRT de 2,302%, ou seja, em valores relativos haveria um aumento na receita a arrecadar permitida a concessionária de 0,392% além do observado em 2016. Em valores reais tem-se um aumento de R\$ 38.529 milhões fundamentado na receita observada na RTP 2016.

Tabela 13 - Impacto econômico baseado na inserção da geração fotovoltaica para a Copel

	IRT	Impacto (%)	Impacto (R\$)
RTP 2016	1,910%		
2017	1,917%	0,007%	663.095,39
2018	1,930%	0,020%	1.961.977,38
2019	1,953%	0,043%	4.224.342,57
2020	1,986%	0,076%	7.460.041,86
2021	2,040%	0,130%	12.768.439,48
2022	2,100%	0,190%	18.690.951,03
2023	2,150%	0,240%	23.539.934,87
2024	2,302%	0,392%	38.529.248,85

Fonte: Autoria Própria

4.4 ANÁLISE DO ESTUDO COM A NOTA TÉCNICA 17/2015 – ANEXO V – SRD/ANEEL

A Nota Técnica 17/2015 (NT17/2015) é das muitas apresentadas pela ANEEL com objetivo de promover, de forma técnica, a disseminação da geração distribuída no país. Nota-se alguns pontos em concordância ou divergência entre o estudo apresentado e a NT 17/2015.

A NT 17/2015, assim como o presente estudo, utilizou o modelo de Bass pautado na Teoria da Difusão de Inovação apresentado por Rogers (2003). É um modelo probabilísticos referente a adoção de tecnologias inovadoras, e assim como demais modelos de previsão, requereu a calibração dos parâmetros “p” e “q” responsáveis por modelar o mercado estudado.

A nota apresentou sete cenários mediante a situações contempladas na REN 482 e possíveis atualizações da mesma. Para cada cenário definiu os valores de “p” igual a 0,0015 e “q” variando no intervalo de 0,3 a 0,35 baseado no estudo de Konzen (2014). O presente estudo optou por trabalhar com apenas o cenário base (cenário I) dado o propósito de garantir premissas menos generalistas para o mercado. Definiu-se os parâmetros “p” e “q” via minimização de mínimos quadrados com base na série história da área de concessão visando um ajuste plausível para o mercado cativo da Copel.

Para o levantamento do mercado potencial, conforme a metodologia diposta por Konzen (2014), foi necessário o cálculo da fração máxima de mercado (ver seção 3.1.2) e com ele o *payback*. Neste estudo optou-se pela utilização do

payback descontado diferentemente da NT 17/2015 que fez uso do *payback* simples. Ao considerar o *payback* simples reduz o tempo do retorno do investimento por não considerar a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo.

Dentre as premissas definidas na NT 17/2015 para o cálculo *payback* destaca-se a porcentagem de consumo após GD e a energia a ser compensada pelo prosumidor. Estas premissas impactam no dimensionamento e no retorno do capital do sistema. No estudo definiu-se um dimensionamento ótimo, isto é, o saldo ao final do mês referente gerado e consumido da rede fosse igual a zero no sistema de compensação. Esta foi uma forma de simplificar o dimensionamento e o estudo do fluxo de caixa, pois a Copel é uma das concessionárias que tributa a energia a ser compensada da rede via ICMS. Isto acarreta numa compensação inferior ao que seria obtido do sistema fotovoltaico com a injeção de energia para rede da concessionária. Esta simplificação não acarreta em prejuízos na análise.

As projeções do mercado potencial utilizadas na nota basearam -se nos estudos apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE por sua vez definiu o mercado propício com base nas faixas de consumo (kWh) julgando relação direta entre o consumo e a renda. O presente estudo, por sua vez, optou por executar a projeção segundo fatores sociais e econômicos do mercado estudado e a partir disto realizou-se as projeções do número de adesões e a energia gerada por meio do sistema fotovoltaico dimensionado.

A nota para o cálculo do impacto tarifário fundamentou-se na metodologia de Reajuste Tarifário Anual. Para estabelecer um comparativo o presente estudo fez o mesmo. É importante destacar que nos processos de RTA não ocorre o levantamento dos custos incorridos na Parcela B como realizado no RTP (ocorre em média a cada 4 anos). A RTA o tem por objetivo final apenas corrigir o efeito inflacionário da economia e compartilhar os ganhos de produtividade da concessionária diferente do RTP, o qual tem a capacidade de reposicionar a tarifa da concessionária baseado em toda a infraestrutura posta a serviço da distribuição de energia elétrica.

Ao comparar os cenários-base apurou-se um impacto 0,392% (estudo) em contrapartida a 0,21% (nota) sofrido na receita requerida pela Copel. A avaliação deste valor isolado a priori sugere um baixo impacto em ambos os estudos para os próximos anos de inserção fotovoltaica. Porém gera um ciclo vicioso conforme expõe Andrade (2016). O ciclo configura-se da seguinte forma: com o aumento da

migração para a geração distribuída ocorre a redução da receita; as perdas ocorridas entre os ciclos propiciam o aumento da tarifa no processo de RTA e/ou RTP respeitando o equilíbrio econômico-financeiro; ocorre aumento de adesão de geração distribuída devido ao aumento da tarifa e a redução do preço da tecnologia. Consequentemente tem-se um impacto possivelmente subdimensionado dado a metodologia utilizada.

O cenário II avaliado na NT 17/2015, o que permite unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou direito participarem do sistema de compensação já é uma realidade garantida pela REN 687/2015. Com isto tanto a nota quanto o estudo apresentado pode estar aquém da estimativa do mercado fotovoltaico a ser realizado, uma vez que o *virtual net metering* exclui a necessidade de aquisição da planta física possibilitando outros produtos com formas de pagamento e financiamentos a serem futuramente ofertados pelo mercado.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo medir e avaliar o impacto financeiro para a concessionária Copel com a inserção de geração distribuída fotovoltaica. A tarefa foi realizada com base na projeção de sistemas fotovoltaicos utilizando o modelo de Bass e a Metodologia Multi-Índice Ampliada observando as premissas levantadas e o cenário base fundamentado na REN 482/2012 e demais normativas.

Conforme exposto no trabalho, a decisão do usuário quanto a aquisição do sistema fotovoltaico leva em consideração fatores internos (e.g. conhecimento da tecnologia, fatores ambientes e culturais) e fatores externos (e.g. custo da tecnologia, estrutura de mercado, regulação e características de utilização). Diante o referencial bibliográfico levantado conclui-se que fatores externos possuem maior relevância no contexto nacional, e que o custo da instalação está fortemente relacionado ao efeito regulatório promovido pelo governo nos diferentes âmbitos. A Copel, assim como as demais concessionárias, enfrentará a redução das receitas e se não houver mudanças regulatórias estará exposta ao ciclo vicioso, também nomeado de ciclo da morte, onde o equilíbrio econômico-financeiro da concessão não será mantido sem onerar a modicidade tarifária.

Conforme as normativas estudadas, um bom exemplo do efeito regulatório é limitar o ganho auferido pela concessionária, conforme submódulo 2.7 do PRORET, compartilhando 30% do percentual da receita bruta adquirida com projetos, construção, operação e manutenção de micro e minigeração distribuída além de nos processos de Reajuste e Revisão tarifária se observar um mercado marginalmente menor que o faturado devido ao sistema de compensação.

Alicerçado nos resultados do modelo, estima-se que ao final de 2024 haja aproximadamente 23 mil domicílios com sistemas fotovoltaicos conectados à rede sobre telhados de residência particulares do tipo casa, dado o cenário base, na área de concessão da Copel. Os números de domicílio serão responsáveis por uma geração de 101 GWh/ano decorrente de uma potência instalada de 69 MWp. Observado a curva S e a curva de tendência Instalado/Potencial conclui-se que os prosumidores serão formados pela parcela de inovadores e adotantes iniciais neste contexto social.

A Metodologia Multi-Índice Ampliada mostrou-se condizente ao utilizar o *payback* descontado na formação do mercado potencial final por retratar o valor do dinheiro ao longo do tempo. Além disto complementa a análise mostrando que o melhor investimento até 2024 será para a faixa E, obtendo um retorno adicional a TMA de no máximo 6,35% ao ano com um risco mínimo de 5% relacionado ao *payback* descontado. Os demais indicadores de risco e limites de elasticidade reforçam a ideia da grande margem de confiabilidade que o PI possui para os retornos. Observado a generalização da potência a ser instalada, conclui-se que uma melhor adequação da potência de acordo com a média de consumo da faixa poderá elevar o retorno do capital e diminuir o risco das faixas D e F.

O impacto financeiro decorrente da capacidade instalada será da ordem de 0,392% em contraste com os 0,21% apresentado pela NT 17/2015. Em valores reais tem-se um impacto na ordem de R\$ 38.529 milhões decorrentes de investimentos com capital próprio na ordem de R\$ 448,42 milhões com a instalação de plantas fotovoltaicas. Conclui-se que os valores relativos do impacto são baixos para ambos os estudos apresentados. Ao compararmos com os dados utilizados, até as perdas de energia geram impacto financeiro maior que a inserção dos SFCR no cenário utilizado. Entretanto pelo o crescimento do mercado discutido poderá comprometer o equilíbrio financeiro-econômico da distribuidora e onerar a modicidade tarifária.

De acordo a metodologia apresentada da NT 17/2015 conclui-se ser uma simplificação do cálculo do impacto financeiro sofrido pela Copel e demais concessionárias. Os resultados obtidos representam o impacto econômico no contexto global da receita necessária diferindo o impacto percentual no aumento da tarifa para cada grupo consumidor (A, B). Um tratamento metodológico mais adequado seria o da Revisão Tarifária Periódica por avaliar o capital humano, insumos, estrutura física e investimentos possibilitando levantar e avaliar o impacto da geração distribuída fotovoltaica no resultado final.

O cenário base apontado é um dos vários cenários que podem ser preditos dado os condicionantes sociais, políticos e econômicos envolvendo a geração distribuída fotovoltaica conectado à rede. Buscou-se ser fidedigno as condições comumente postas aos consumidores-investidores que cercam a geração fotovoltaica na área de concessão da Copel.

Para estudos futuros sugere-se as seguintes possibilidades: i) aprimorar a previsão de demanda utilizando o modelo de Bass com funções-objetivo que capture a influência do comportamento de variáveis externas (e.g. custo da tecnologia, inflação, preço da tarifa de energia) na predição na taxa de adoção do modelo; ii) avaliar as características dos novos produtos fotovoltaicos decorrentes da REN 687/2015 e levantar os novos condicionantes sociais e econômicos que delimitam o mercado potencial de adotantes; iii) aprimorar a formulação matemática da fração máxima de mercado baseado nos indicadores de retorno, risco e limites de elasticidade da Metodologia Multi-Índice Ampliada; iv) avaliar quais os subitens que compõe a Parcela *B* sofrem maior impacto da geração distribuída fotovoltaica e como compromete o equilíbrio-econômico e a modicidade tarifária do mercado-alvo; v) utilizar uma versão metodológica simplificada da Revisão Tarifária Periódica para obtenção de impactos relacionados a inserção de geração distribuída.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **O MODELO DO SETOR ELÉTRICO PRECISA SER APERFEIÇOADO - ENTREVISTA NELSON F. LEITE**. 2017a. Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica., 2017a. Disponível em: <<https://goo.gl/Jx7fNT>>. Acesso em: Fevereiro 2017.
- ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. 2017b. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica., 2017b. Disponível em: <<https://goo.gl/VqQVRN>>. Acesso em: Setembro 2017.
- ANDRADE, Diego. **Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição**. 2016. 25 slidesp.[s.n.]. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<https://goo.gl/dWRM3F>>. Acesso em: Outubro 2017.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 167**. 2005.ANEEL., 2005. Disponível em: <<https://goo.gl/aZukmn>>. Acesso em: Setembro 2016.
- ANEEL. **DIREITOS E DEVERES DO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**. 2010a.[s.n.], 2010a. Disponível em: <<https://goo.gl/3u85KK>>. Acesso em: Fevereiro 2016.
- ANEEL. **Submódulo 2.5 - FATOR X**. 2010b. 7p. Revisão 1.0 - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília , 2010b. Disponível em: <<https://goo.gl/bRbx1Q>>. Acesso em: Setembro 2017.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**. 2015a. 25p.AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA., 2015a. Disponível em: <<https://goo.gl/L6Pjgs>>. Acesso em: Fevereiro 2016.
- ANEEL. **NOTA TÉCNICA Nº 17/2015 - RELATÓRIO DE IMPACTO REGULATÓRIO - ANEXO V**. 2015b. 17p.Agência Nacional de Energia Elétrica., 2015b. Acesso em: Março 2017.
- ANEEL. **Submódulo 2.2 - Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis**. 2015d. 28p. Revisão 2.0 - REN 660/2015 - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2015d. Disponível em: <<https://goo.gl/Ar4K4U>>. Acesso em: Setembro 2017.
- ANEEL. **Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória**. 2015e. 81p. Revisão 2.0 - REN 686/2015 - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2015e. Disponível em: <<https://goo.gl/kEB7sV>>. Acesso em: Setembro 2017.
- ANEEL. **Submódulo 2.4 - Custo de Capital**. 2015f. 9p. Revisão 2.0 - REN 648/2015 - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2015f. Disponível em: <<https://goo.gl/BTwhrb>>. Acesso em: Setembro 2017.
- ANEEL. **CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414/2010**. 2016a.AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA., 2016a. Acesso em: Fevereiro 2017.
- ANEEL. **MÓDULO 2 – PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - PRODIST**. 2016b. 28p. Edição 7 - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2016b. Disponível em: <<https://goo.gl/9CZFcp>>. Acesso em: Fevereiro 2016.
- ANEEL. **Quarta Revisão Tarifária Periódica - COPEL - DIS - Copel Distribuição S/A**. 2016c. 46p. Nota Técnica nº 178/2016 - SGT/ANEEL. Brasília, 2016c. Disponível em: <<https://goo.gl/8azGrQ>>. Acesso em: Setembro 2017.

ANEEL. **Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais**. 2016d. 8p. Revisão 2.2 - Despacho nº1646 de 21/06/2016 - SGT/ANEEL. Brasília, 2016d. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_Proret_Subm%C3%B3dulo_2%20_1_V2_2.pdf>.

Acesso em: Setembro 2017.

ANEEL. **Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais**. 2016e. 15p. Revisão 1.4 - REN 703/2016 - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2016e. Disponível em: <<https://goo.gl/WFMpRQ>>. Acesso em:

Setembro 2017.

ANEEL. **CONHEÇA AS TARIFAS DA CLASSE DE CONSUMO RESIDENCIAL DE UMA CONCESSIONÁRIA**.

2017a. Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017a. Disponível em: <<https://goo.gl/bLw1Ti>>. Acesso em: Fevereiro 2017.

ANEEL. **Tarifa de Energia Elétrica**. 2017b. Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017b. Disponível em:

<<https://goo.gl/CpGxUW>>. Acesso em: Setembro 2017.

ANEEL. **Receitas Irrecuperáveis**. 2017c. SGT/ANEEL., 2017c. Disponível em: <<https://goo.gl/xB4KBy>>.

Acesso em: Setembro 2017.

ANEEL. **Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais**. 2017d. 16p. Revisão 2.4 - REN 775/2017 - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017d. Disponível em: <<https://goo.gl/2RVMgF>>. Acesso em: Setembro

2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017**. 2017e. 26p. SRD/ANEEL., 2017e. Disponível em:

<<https://goo.gl/L1767F>>. Acesso em: Outubro 2017.

ANEEL. **Entenda a Tarifa**. 2017f. Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017f. Disponível em:

<<https://goo.gl/7c3Yfq>>. Acesso em: Dezembro 2017.

BAUMGARTEN, Cristiano. **Modelo para análise da inserção de pequenas fontes solares fotovoltaicas em sistemas de distribuição - uma abordagem multivariável**. 2016. 125p. PPGEE - UFRGS. Porto Alegre, 2016. Acesso em: Agosto 2017.

BECK, R. W. **Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study**. 2009.

424p. Arizona Public Service., 2009. Acesso em: Setembro 2017.

BONADIA, Graziella C.; OGUSHI, Cristiane M.; AVILA, Ismael. **Modeling the acceptance and use of telecenters in Brazil**. 2007. 86-97p. Journal of Technology Management & Innovation., 2007.

BRASIL. **Decreto nº 5.163**. 2004. Casa Civil. Brasília, 2004. Disponível em: <<https://goo.gl/xTxiob>>.

Acesso em: Setembro 2016.

CASAROTTO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de investimentos - Matemática Financeira, Engenharia**

Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

COPEL. **TRIBUTOS**. 2016a. [s.n.], 2016a. Disponível em: <<https://goo.gl/Jk3TqS>>. Acesso em:

Fevereiro 2017.

COPEL. **ALTERAÇÕES TARIFÁRIAS**. 2016b. COPEL., 2016b. Disponível em: <<https://goo.gl/u0MtfO>>.

Acesso em: Fevereiro 2017.

COSTELLINI, Clara; HOLLANDA, Lavinia. **SETOR ELÉTRICO - DA MP 579 AO PACOTE FINANCEIRO**. 2014. 12p.FGV Energia., 2014. Acesso em: Fevereiro 2017.

DANEELS, Erwin. **Disruptive Technology Reconsidered - A Critique and Research Agenda**. 2004. 246-258p.The Journal of Product Innovation Management., 2004. Acesso em: Agosto 2017.

DICIONARIO MICHAELLIS. **Benchmarking**. 2017.Dicionário Brasileiro da Língua Portuguesa., 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/TJcuUV>>. Acesso em: Setembro 2017.

EPE. **NOTA TÉCNICA DEA 19/14 - INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL - CONDICIONANTES E IMPACTOS**. 2014a. 64p. Edição 1 - Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014a. Disponível em: <<https://goo.gl/5brLPz>>. Acesso em: Fevereiro 2017.

EPE. **Balço Energético Nacional 2016 - Ano base 2015**. 2016. 292p.Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2016.

FARIA, Diogo M. C. D. **O impacto das redes elétricas inteligentes no nível tarifário das distribuidoras de energia brasileiras**. 2012. 92p.Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. Curitiba, 2012. Acesso em: Setembro 2017.

FERRO, Wilian A.; LIMA, José D. D.; SETTI, Dalmarino. **Viabilidade econômica da aquisição de uma linha de pintura associada ao tratamento de superfície de metais com tecnologia nanocerâmica**. 2016. 19p. Nº 26 - Espacios., 2016.

FGV ENERGIA. **Recursos Energéticos Distribuídos**. 2016.FGV Energia. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://goo.gl/3aDrIR>>. Acesso em: Setembro 2016.

FRANCISCO, Eduardo R. **INDICADORES DE RENDA BASEADOS EM CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - ABORDAGENS DOMICILIAR E REGIONAL NA PERSPECTIVA DA ESTATÍSTICA ESPACIAL**. 2010. 382p.Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 2010. Acesso em: Fevereiro 2017.

GREENER; ENOVA SOLAR. **Resultados do mercado fotovoltaico brasileiro - 1º semestre de 2017**. 2017. 64p.[s.n.], 2017. Acesso em: Setembro 2017.

HARZER, Jorge H. et al. **Abordagem probabilística do indicador TMA/TIR para avaliação do risco financeiro em projetos de investimentos**. 2014.XXI Congresso Brasileiro de Custos . Natal - RN, 2014. Acesso em: Setembro 2017.

HONG, Tao. **Short Term Electric Load Forecasting**. 2010.North Carolina State University. North Carolina, 2010. Acesso em: Setembro 2016.

HUH, Sung-Yoon; LEE, Chul-Yong. **Diffusin of renewable energy technologies in South Korea on incorporating their competitive interrelationships**. 2014. 248-257p. v69 - Elsevier. South Korea, 2014.

IDEAL. **O MERCADO BRASILEIRO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM 2013**. 2014. 43p.Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina., 2014. Acesso em: Março 2017.

IDEAL. **O MERCADO BRASILEIRO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA - EDIÇÃO 2015**. 2015. 40p. Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina., 2015. Acesso em: Março 2017.

IDEAL. **O MERCADO BRASILEIRO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA - EDIÇÃO 2016**. 2016. 78p. Instituto para o Desenvolvimento de Energia Alternativas na América Latina., 2016. Acesso em: Março 2017.

IEA. **Energy Technology Perspectives 2012**. 2012. Organization for Economic Cooperation & Development. Paris, 2012. Disponível em: <<https://goo.gl/Mi7D4Y>>. Acesso em: Agosto 2017.

IEA. **Electricity Information**. 2015. IEA Bookshop., 2015. Disponível em: <<http://goo.gl/QSqPX3>>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos**. 2011a. 24p. White Paper 3 - Instituto Acende Brasil. São Paulo, 2011a. Disponível em: <<https://goo.gl/6fiwWH>>. Acesso em: Setembro 2017.

IRENA. **REthinking Energy 2017 - Accelerating the global energy transformation**. 2017. 130p. Internacional Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2017. Acesso em: Setembro 2017.

ISLAM, Towhidul. **Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) cell frm stated preference data**. 2014. 340-350p. 65 - ELSEVIER., 2014. Acesso em: Agosto 2017.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **PHOTOVOLTAIC DEGRADATION RATES - ASN ANALYTICAL REVIEW**. 2011. 18p. Wiley Online Library., 2011. Acesso em: Março 2017.

JORDAN, Dirk C. et al. **COMPEDIUM OD PHOTOVOLTAIC DEGRADATION RATES**. 2016. 12p. Wiley Online Library., 2016. Acesso em: Março 2017.

JÚNIOR, Ronaldo M. N. **Modelo financeiro para desenvolvimento de negócios em energia renovável**. 2010. 74p. UFRGS. Porto Alegre - RS, 2010. Acesso em: Setembro 2017.

KONZEN, Gabriel. **DIFUSÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE NO BRASIL - UMA SIMULAÇÃO VIA MODELO DE BASS**. 2014. 108p. Programa de Pós-Graduação em Energia - Instituto de Energia e Ambiente - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014. Acesso em: 2017 Fevereiro.

LILIEN, Gary L.; RANGASWAMY, Arvind; BRUYN, Arnaud D. **The Bass Model - Marketing Engineering Technical Note**. 2007. 8p.[s.n.], 2007. Acesso em: setembro 2017.

LIMA, Daniel D. H. A. **Explorando fatores que afetam a intenção de adoção da TV por assinatura em alta definição no Brasil - aplicação da teoria de difusão de inovações**. 2010a. Programa de Pós-graduação em Administração de Empresas - PUC. Rio de Janeiro, 2010a. Acesso em: Setembro 2016.

LIMA, José D. D. et al. **Propostas de ajuste no cálculo do payback de projetos de investimentos financiados**. 2013. Custos e agroneócios online., 2013.

LIMA, José D. D. et al. **A systematic approach fot he analysis of the economic viability of investment projects**. 2015. 19-34p. Int. J. Engineering Management and Economics., 2015.

LIMA, José D. D.; SOUTHER, Luiz F. P. **Manual do Usuário SAVEPI**. 2017. 38p. Departamento Acadêmico de Matemática - DAMAT. Pato Branco - PR, 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/RmsNNQ>>. Acesso em: Setembro 2017.

LMDM. **Volume I - As Tarifas de Energia**. 2012a. 10p. Cadernos Tarifários - LMDM Consultoria Empresarial., 2012a. Acesso em: Setembro 2017.

LMDM. **Reajuste e Revisão Tarifária**. 2012b. 12p. Cadernos Tarifários - Vol II - LMDM Consultoria Empresarial., 2012b. Acesso em: Setembro 2017.

MAHAJAN, V.; MULLER, E.; BASS, F. M. **New-product diffusion models**. 1993. Handbooks in Operations Research and Management Science: Marketing (vol 5) - Elsevier Science Publishers B. V.. Amsterdam, 1993.

MARION, B. et al. **PERFORMANCE PARAMETERS FOR GRID-CONNECTED PV SYSTEMS**. 2005. 9p. National Renewable Energy Laboratory., 2005. Disponível em: <<https://goo.gl/YD6fAE>>. Acesso em: Fevereiro 2017.

MEADE, Nigel; ISLAM, Towhidul. **Modelling and forecasting the diffusion of innovation - A 25-year review**. 2006. 519-545p. International Journal of Forecasting - Elsevier., 2006. Acesso em: Setembro 2017.

MIRANDA, Arthur B. C. M. **Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. 2014. 98p. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014. Acesso em: Outubro 2017.

MONTENEGRO, Alexandre D. A. **AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES URBANAS NO BRASIL**. 2013. 175p. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2013. Acesso em: Fevereiro 2017.

NAKABAYASHI, Renny. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL - VIABILIDADE ECONÔMICA**. 2015. 58p. ABINEE. São Paulo, 2015. Acesso em: Março 2017.

NAKABAYASHI, Renny K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil - condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 106p. USP. São Paulo, 2014. Acesso em: Setembro 2017.

NREL. **The Solar Deployment System (SolarDS) Model - Documentation and Sample Results**. 2009. 63p. National Renewable Energy Laboratory., 2009. Acesso em: Setembro 2017.

PASCHALIA, Digka G. **The non linear Bass diffusion model on Renewable Energy Technologies in European countries**. 2012. 123p. Aristotle University of Thessaloniki. Thessaloniki, 2012. Acesso em: Setembro 2017.

QUANDT, Carlos O.; FERRARESI, Alex A.; BEZERRA, Cicero A. **10 dimensões da inovatividade e seus impactos no desempenho inovador**. 2013. 7-11p. EnANPAD. Rio de Janeiro, 2013. Acesso em: Setembro 2016.

RAMOS, Cristina M. **PROCEDIMENTOS PARA CARACTERIZAÇÃO E QUALIFICAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2006. 141p. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006. Disponível em: <<https://goo.gl/JwMJ7O>>. Acesso em: março 2017.

RAO, K. U.; KISHORE, V. V. N. **A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies**. 2009. 1070-1078p. v14 - Elsevier. New Delhi - India, 2009.

RASOTO, Armando et al. **Gestão Financeira - enfoque em inovação**. Série UFinova. ed. Curitiba: Aynará Educação, 2012. Disponível em: <<https://goo.gl/KsdhLJ>>. Acesso em: Setembro 2017.

REIS, Lineu B. **Geração de energia elétrica**. 2011. 2ª rev - Manoele. Barueri-SP, 2011.

REN21. **Renewables 2016 Global Status Report**. 2016.REN21 Secretariat. Paris, 2016.

ROGERS, Everett M. **Diffusion of innovations**. 1962. 367p. 2ª ed - Free press of Glencoe. New York, 1962.

ROGERS, Everett M. **Diffusion of innovations**. 2003. 453p. 3ª ed - The Free Press., 2003. Acesso em: 2017.

SEFAZ. **LEI 11.580/1996**. 1996.Secretaria de Estado da Fazenda ., 1996. Disponível em: <<https://goo.gl/NzfdIF>>. Acesso em: Fevereiro 2017.

SOUTHIER, Luiz F. P. et al. **Proposta de um sistema para auxiliar o processo de análise da viabilidade econômica de projetos de investimentos - SAVEPI**. 2016.XXXVI ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. João Pessoa - PB, 2016.

SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões financeiras e análise de investimentos - fundamentos, técnicas e aplicações**. 2008. 184p. 6 ed - Atlas. São Paulo, 2008.

THOMPSON, DEREK. **The 100-Year March of Technology in 1 Graph**. 2012.The Atlantic., 2012. Disponível em: <<https://goo.gl/Vh1pqv>>. Acesso em: Agosto 2017.

TIEPOLO, Gerson M. **ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO ESTADO DO PARANÁ**. 2015. 229p.Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas - PPGEPS - PUC - Paraná. Curitiba, 2015. Disponível em: <<https://goo.gl/IUFwn7>>. Acesso em: Fevereiro 2017.

VASCONCELLOS, Marco A. S. D. **Economia - Micro e Macro**. 2006. 4ª ed - Atlas., 2006.

WEC. **World Energy Resources**. 2016. 80p.World Energy Council. Londres, 2016. Acesso em: Setembro 2017.

ZILLES, Roberto et al. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**. 2012.Oficina de Textos. São Paulo, 2012.

APÊNDICE A – RESUMO DOS DADOS APRESENTADOS PELA COPEL-DISTRIBUIÇÃO SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE

As tabelas apresentadas, serão uma compilação dos dados disponibilizados pela COPEL – Distribuição, de acordo com as necessidades apresentadas no decorrer do trabalho.

Tabela 14 - Custo de disponibilidade dos SFCR da COPEL – Distribuição até 2016

Custo de Disponibilidade (kWh)	Quantidade	Quantidade (%)
RESIDENCIAL		
30	7	1,39%
50	167	33,27%
100	328	65,34%
Total	502	100,00%
COMERCIAL		
30	0	0,00%
50	16	13,68%
100	101	86,32%
Total	117	100,00%

Fonte: Autoria própria

Tabela 15 - Quantidade de consumidores residenciais com sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2016

RESIDENCIAL				
Potência Instalada (kWp)		Quantidade UC's	Quantidade UC's (%)	Média
Inicial	Final			
0	0,25	0	0,00%	0,000
0,251	1	16	3,19%	0,585
1,001	1,75	48	9,56%	1,487
1,751	2,75	118	23,51%	2,206
2,751	4,25	164	32,67%	3,298
4,251	13,5	139	27,69%	6,333
13,501	999	17	3,39%	31,652
	TOTAL	502		

Fonte: Autoria própria

APÊNDICE B – RESULTADOS DA MMIA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Tabela 16 - Indicadores da MMIA para faixa D (300-400 kWh) de 2017 a 2024

Indicador	Valor esperado							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VP	41.751,35	44.516,40	47.413,84	50.451,06	53.602,75	56.913,28	60.390,89	64.044,26
VPL	15.981,35	20.408,56	24.860,96	29.352,84	33.192,33	37.168,24	41.289,54	45.565,61
VPLA	1.334,51	1.704,20	2.076,00	2.451,09	2.771,70	3.103,71	3.447,86	3.804,93
IBC1 ou IL	1,62	1,85	2,10	2,39	2,63	2,88	3,16	3,47
ROIA (%)	1,95	2,48	3,02	3,55	3,94	4,33	4,71	5,10
Índice ROIA/TMA (%)	29,09	37,07	45,03	52,97	58,77	64,56	70,33	76,08
ROI ou TIRM (%)	8,78	9,35	9,92	10,49	10,90	11,32	11,73	12,14
Payback	16,00	13,00	12,00	10,00	9,00	9,00	8,00	7,00
TIR (%)	11,22	12,66	14,21	15,87	17,19	18,59	20,08	21,68
Índice Payback/N (%)	64,00	52,00	48,00	40,00	36,00	36,00	32,00	28,00
Índice TMA/TIR (%)	59,69	52,91	47,16	42,21	38,98	36,04	33,36	30,91
Δ% TMA	67,54	89,02	112,05	136,91	156,56	177,45	199,73	223,55
Δ% FC0	62,02	84,66	110,23	139,12	162,62	188,24	216,16	246,59
Δ% FCj	38,28	45,85	52,43	58,18	61,92	65,31	68,37	71,15
Δ% FC0 e FCj	23,67	29,74	35,53	41,02	44,85	48,49	51,94	55,22
Δ% TMA e FC0	32,33	43,39	55,57	69,00	79,77	91,34	103,81	117,25
Δ% TMA e FCj	24,43	30,26	35,72	40,83	44,37	47,74	50,93	53,97
Δ% FC0 e FCj e TMA	17,53	22,29	26,98	31,57	34,86	38,08	41,22	44,28

Fonte: Autoria Própria

Tabela 17 - Indicadores da MMIA para faixa E (400-500 kWh) de 2017 a 2024

Indicador	Valor esperado							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VP	57.252,14	60.812,38	64.545,79	68.461,90	72.537,53	76.819,42	81.318,21	86.045,14
VPL	31.482,14	36.704,54	41.992,91	47.363,68	52.127,11	57.074,38	62.216,86	67.566,49
VPLA	2.628,90	3.064,99	3.506,59	3.955,07	4.352,84	4.765,96	5.195,38	5.642,10
IBC1 ou IL	2,22	2,52	2,86	3,24	3,55	3,89	4,26	4,66
ROIA (%)	3,24	3,77	4,30	4,82	5,20	5,58	5,97	6,35
Índice ROIA/TMA (%)	48,43	56,27	64,12	71,95	77,66	83,35	89,04	94,72
ROI ou TIRM (%)	10,16	10,72	11,28	11,84	12,25	12,66	13,07	13,47
Payback	11,00	10,00	9,00	8,00	7,00	6,00	6,00	5,00
TIR (%)	14,97	16,69	18,55	20,59	22,21	23,95	25,83	27,85
Índice Payback/N (%)	44,00	40,00	36,00	32,00	28,00	24,00	24,00	20,00
Índice TMA/TIR (%)	44,76	40,15	36,11	32,53	30,16	27,97	25,94	24,06
Δ% TMA	123,41	149,05	176,91	207,37	231,56	257,52	285,45	315,61
Δ% FC0	122,17	152,25	186,20	224,49	255,39	289,06	325,72	365,65
Δ% FCj	54,99	60,36	65,06	69,18	71,86	74,30	76,51	78,52
Δ% FC0 e FCj	37,92	43,22	48,21	52,88	56,08	59,10	61,96	64,64
Δ% TMA e FC0	61,39	75,32	90,72	107,80	121,45	136,19	152,13	169,40
Δ% TMA e FCj	38,04	42,96	47,57	51,88	54,84	57,66	60,34	62,88
Δ% FC0 e FCj e TMA	29,01	33,51	37,89	42,14	45,15	48,07	50,91	53,65

Fonte: Autoria Própria

Tabela 18 - Indicadores da MMIA para faixa F (500-1000 kWh) de 2017 a 2024

Indicador	Valor esperado							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VP	55.544,18	58.540,25	61.680,56	64.973,13	68.393,24	71.985,97	75.760,27	79.725,53
VPL	29.774,18	34.432,41	39.127,68	43.874,91	47.982,82	52.240,93	56.658,92	61.246,88
VPLA	2.486,27	2.875,26	3.267,33	3.663,75	4.006,77	4.362,35	4.731,27	5.114,38
IBC1 ou IL	2,16	2,43	2,73	3,08	3,35	3,65	3,97	4,31
ROIA (%)	3,12	3,61	4,11	4,60	4,96	5,31	5,67	6,02
Índice ROIA/TMA (%)	46,56	53,92	61,29	68,68	73,97	79,26	84,57	89,88
ROI ou TIRM (%)	10,03	10,55	11,08	11,61	11,99	12,37	12,75	13,13
Payback	11,00	10,00	8,00	8,00	7,00	6,00	6,00	5,00
TIR (%)	14,95	16,60	18,38	20,33	21,82	23,42	25,14	26,98
Índice Payback/N (%)	44,00	40,00	32,00	32,00	28,00	24,00	24,00	20,00
Índice TMA/TIR (%)	44,82	40,37	36,45	32,96	30,70	28,61	26,66	24,84
Δ% TMA	123,12	147,72	174,36	203,38	225,71	249,58	275,15	302,61
Δ% FC0	115,54	142,83	173,49	207,96	235,09	264,58	296,62	331,45
Δ% FCj	53,60	58,82	63,44	67,53	70,16	72,57	74,79	76,82
Δ% FC0 e FCj	36,62	41,66	46,45	50,98	54,03	56,95	59,73	62,37
Δ% TMA e FC0	59,61	72,62	86,96	102,82	115,15	128,43	142,74	158,19
Δ% TMA e FCj	37,35	42,07	46,51	50,70	53,52	56,22	58,80	61,27
Δ% FC0 e FCj e TMA	28,22	32,50	36,68	40,76	43,60	46,37	49,08	51,71

Fonte: Autoria Própria